



Universidad  
Carlos III de Madrid  
[www.uc3m.es](http://www.uc3m.es)

# TRABAJO FIN DE GRADO

## Impacto del cambio de regulación sobre las Instalaciones Fotovoltaicas

**Autor:**

Héctor Sánchez Herrero

**Titulación:**

Grado en Ingeniería Eléctrica

**Profesor:**

Esteban Patricio Domínguez González-Seco

**Fecha:**

27 de septiembre de 2015



## ÍNDICE

1. Contexto energético en España.....	pag. 04
1.1. Energías Renovables	pag. 07
1.2. Energía Solar Fotovoltaica	pag. 12
1.2.1.Evolución de la Fotovoltaica en España	pag. 14
1.2.2.Ventajas y desventajas	pag. 18
1.2.3.Plantas Fotovoltaicas	pag. 19
2. Ley 54/1997.....	pag. 21
3. Métodos retributivos derogados.....	pag. 24
3.1. Real Decreto 661/2007	pag. 25
3.1.1.Desarrollo del Real Decreto 661/2007	pag. 26
3.2. Real Decreto 1578/2008	pag. 32
3.2.1.Desarrollo del Real Decreto 1578/2008	pag. 33
4. Real Decreto 413/2014.....	pag. 37
4.1. Disposiciones generales del Real Decreto 413/2014	pag. 38
4.2. Régimen retributivo	pag. 43
4.2.1.Retribución a la inversión	pag. 45
4.2.2.Retribución a la operación	pag. 46
4.2.3.Otros conceptos retributivos	pag. 46
4.3. Procedimientos y registros administrativos	pag. 49
5. Comparación con otros países.....	pag. 51
5.1. Países de Europa	pag. 51
5.2. Países del Mundo	pag. 52
6. Impacto del cambio regulatorio sobre distintos paneles Fotovoltaicos.....	pag. 54
6.1. Instalaciones pertenecientes al Real Decreto 661/2007	pag. 55
6.2. Instalaciones pertenecientes al Real Decreto 1578/2008	pag. 62
7. Conclusiones.....	pag. 73
8. Bibliografía.....	pag. 74

## **1. Contexto energético en España**

La energía eléctrica es una fuente de energía renovable que se obtiene a través del movimiento de cargas eléctricas (electrones positivos y negativos) producidas en el interior de materiales conductores.

El fenómeno de la electricidad en sí no tiene historia. No podemos fijar un origen para ello, salvo por su relación con el ser humano. Una de las teorías que existen es que, por el año 600 a.C., el filósofo Tales de Mileto observó que frotando una varilla de ámbar con una lana o piel se obtenían pequeñas cargas que atraían objetos de tamaño reducido. Y si frotaba mucho tiempo, lograba aparecer una chispa.

La electricidad fue evolucionando desde la simple percepción del fenómeno hasta su tratamiento científico. Con la notable excepción del uso del magnetismo de la brújula, hasta la revolución científica del siglo XVII su tratamiento se basó en especulaciones y en registros fragmentarios.

A partir de entonces, numerosos físicos y matemáticos estudiaron y avanzaron en la comprensión de la electricidad. Las dudas acerca de su naturaleza eran cada vez mayores y su interés por cómo explotarla crecía con cada descubrimiento.

Hubo que esperar hasta finales del siglo XIX para que las aplicaciones económicas de la electricidad la convirtieran en una de las fuerzas motrices de la segunda revolución industrial, dando paso a los ingenieros.

Pero es a partir de la segunda Guerra Mundial cuando el mundo bipolar, enfrentado a la Guerra Fría entre los Estados Unidos y la Unión Soviética, impulsa de modo extraordinario la competencia científica y tecnológica. La reconstrucción de Europa Occidental y Japón permitió que ambas zonas pudieran continuar a la vanguardia de la ciencia y la tecnología.

La segunda mitad del siglo XX se caracterizó por los grandes avances, dando lugar al desarrollo de las telecomunicaciones y de Internet. La automatización transformó de forma radical los procesos de trabajo industrial, gracias al descubrimiento y mejora de bienes como los ordenadores, la electrónica digital, los electrodomésticos, la robótica, la energía nuclear, los trenes eléctricos, etc.

Sin embargo, aún quedaba un gran reto con relación a la electricidad. El reto de la generación eléctrica.

Hasta la invención de la pila voltaica en el siglo XVIII no se tenía una fuente viable de electricidad. La pila voltaica, como también funcionan en la actualidad sus descendientes modernos, la pila eléctrica y la batería eléctrica, almacenaba energía químicamente y la entregaba según la demanda en forma de energía eléctrica.

Se dio un gran paso al descubrir la corriente alterna y la forma de producirla en los alternadores. A partir de entonces, se llevó a cabo una gran labor tecnológica para llevar la energía eléctrica a todos los lugares habitados del mundo. Para la generación de electricidad se precisa de instalaciones denominadas centrales eléctricas, y constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico.

La energía primaria usada en las centrales para su transformación en energía eléctrica puede dividirse en **Renovables** y en **No Renovables**.

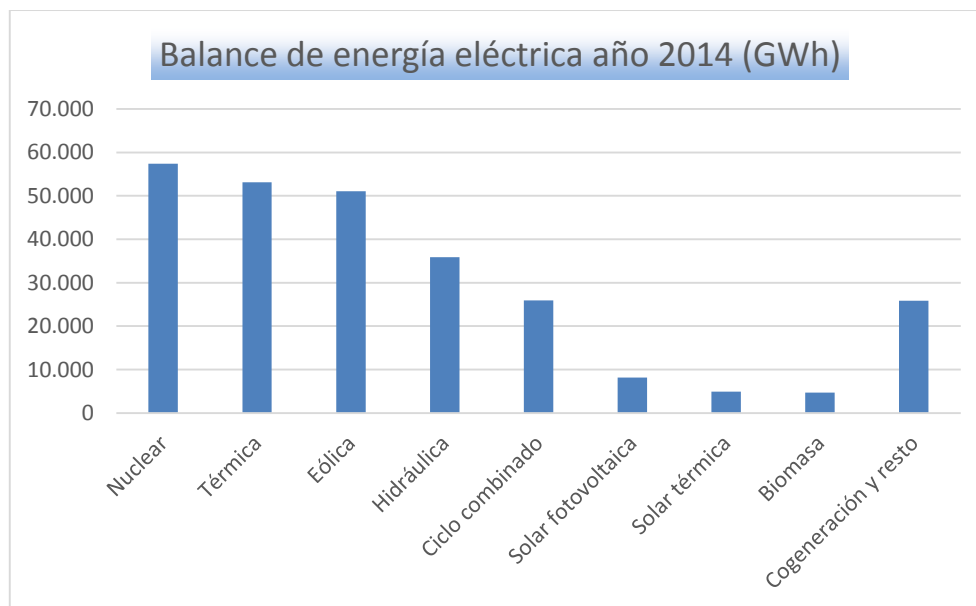
Estas últimas, las no renovables, donde se incluyen las centrales térmicas y las nucleares, se denominan así por usar de combustibles recursos cuyas reservas son limitadas y se acabarán agotando. Además de este inconveniente, son centrales que también causan un fuerte impacto al medioambiente.

En el caso de las centrales térmicas, al quemar el combustible (gas, petróleo o carbón) se está emitiendo una cantidad de partículas que van a la atmósfera, perjudicando el entorno del planeta. Para evitarlo, se usan altas chimeneas que dispersen estas partículas o filtros para retenerlas en su mayor medida. Otro tipo de impacto de estas centrales es, si son de ciclo abierto, el calentamiento del agua en el río o en el mar usado para ello.

Con respecto a las centrales nucleares, cabe destacar que no emiten a la atmósfera ni óxidos de carbono, azufre, nitrógeno ni otros elementos que contribuyan al calentamiento global. Sin embargo, la generación de electricidad mediante energía nuclear es una actividad que debe realizarse con muchísima precaución. La producción de energía eléctrica produce

residuos radioactivos de larga duración que deben almacenarse en depósitos especiales dentro de la misma central. Siempre han estado sujetas a un estricto control reglamentario difícil de igualar por otras actividades industriales. Esta reglamentación tiene en cuenta todas las fases que se pueden llevar a cabo en una central nuclear, desde su puesta en marcha hasta el desmantelamiento al final de su vida útil.

El uso tanto de las centrales térmicas como de las nucleares, hoy en día es bastante elevado. Sólo pueden competir contra ellas las centrales eólicas y, a algo más de distancia, las centrales hidroeléctricas:



**Gráfico 1. Balance de energía eléctrica año 2014**

En este gráfico se muestra el balance de energía eléctrica en España durante el pasado año 2014. Los datos fueron recogidos y publicados por Red Eléctrica Española.

Como se puede observar, los dos tipos de centrales eléctricas que más energía generan pertenecen al grupo de las no renovables. A pesar de todos los inconvenientes que tengan este tipo de centrales, siguen siendo mucho más rentables y fiables a la hora de producir energía eléctrica.

Tanto las nucleares como las térmicas, usan combustibles cuyo poder calorífico es alto. Pueden generar cantidades masivas de energía eléctrica y son más baratas de construir que las centrales de energías renovables. Además, no son intermitentes y pueden estar funcionando las 24 horas del día. Una central nuclear está generando un 90% de las horas del año, aunque es cierto que parar su funcionamiento supone un coste muy elevado y es más económico mantenerla en marcha a un rendimiento inferior.

Esta continuidad favorece a la planificación eléctrica. El paso hacia las energías renovables debe ser escalonado y combinando ambas tecnologías.

A día de hoy, en España se encuentran en funcionamiento 6 centrales nucleares, todas ellas en la península ibérica. En Cofrentes (Valencia) se encuentra, desde 1984, la central de más potencia en nuestro país con 1092 MW, propiedad de Iberdrola Generación.

Con respecto a las centrales térmicas, en España hay aproximadamente 200 centrales térmicas, con más de 27.000 MW de potencia total instalada. En el año 2000, las centrales térmicas generaron alrededor de un 56% de la energía total. Su localización responde a varios factores como la proximidad a cuencas mineras para abastecer de combustible (Asturias, León, Teruel...) o la localización costera para facilitar así el transporte del combustible importado.

### **1.1. Energías Renovables**

Si analizamos el balance de energía eléctrica durante los últimos 15-20 años, podemos comprobar el crecimiento tan grande que han experimentado las energías renovables.

Son una oportunidad cada vez más rentable. Las ayudas que se ofrecen por invertir en ellas y las mejoras en las tecnologías han hecho que se puedan dar grandes pasos para su desarrollo.

Incluimos en energías renovables aquellas cuyos recursos están considerados como inagotables:

- **Hidroeléctricas**

La energía mecánica necesaria para mover las palas de una turbina hidráulica, y generar así la energía eléctrica, se consigue lanzando el agua de una corriente natural o artificial a una cierta altura.

Para ello se precisa de la construcción de una presa para almacenar el agua y conseguir el desnivel que deseamos.

- **Eólicas**

La producción de energía eléctrica se logra gracias a la fuerza del viento y el movimiento que consigue sobre un aerogenerador.

La incertidumbre sobre la disponibilidad o no del viento es su principal problema, lo que significa que siempre debe estar respaldada por otras fuentes de energía con una mayor capacidad de regulación.

- **Instalaciones Fotovoltaicas**

La obtención de energía eléctrica se produce a través de paneles fotovoltaicos que captan la energía luminosa del Sol. Se usan células fotovoltaicas fabricadas con materiales semiconductores para conseguir la transformación.

- **Termosolares**

Usan el calor del Sol para calentar un fluido con el cual, gracias a un ciclo termodinámico convencional, se consigue mover un alternador y se genera la energía eléctrica.

- **Geotérmicas**

Usan el calor interno de la tierra para producir energía eléctrica, en un proceso similar al de las centrales Termosolares salvo por la forma en la que se obtiene el calor.

- **Mareomotrices**

La energía eléctrica se obtiene aprovechando las mareas mediante su empalme a un alternador. Las cantidades de energía que se pueden generar con los medios actuales no son muy grandes, lo que ha impedido que esta tecnología evolucione a la misma velocidad que otras.

- **De Biomasa**

Usan el mismo esquema de generación de electricidad que las centrales térmicas. Sin embargo, en esta ocasión el combustible utilizado en la caldera proviene de residuos sólidos o de cultivos energéticos.

La biomasa es la única fuente de energía que aporta un balance de CO<sub>2</sub> favorable, siempre y cuando su obtención se realice de manera sostenible y renovable.

La integración segura de las energías renovables es uno de los grandes desafíos para la operación del sistema eléctrico. Esto supone grandes retos y una elevada complejidad en nuestro sistema debido, entre otras particularidades, a la limitada capacidad de interconexión con el resto de Europa continental y a la figura de la curva de la demanda en nuestro país.

Las interconexiones entre los distintos sistemas eléctricos nacionales siempre se han desarrollado paralelamente a las redes internas de cada país. Inicialmente, el objetivo era buscar el apoyo exterior en caso de fallo eléctrico. Sin embargo, con el tiempo se demostró que también ofrecen numerosas ventajas en condiciones normales de operación: optimización de la producción diaria de las centrales eléctricas, más facilidades a la hora de explotar las energías renovables, creación de competencia y mejora de las condiciones del suministro.

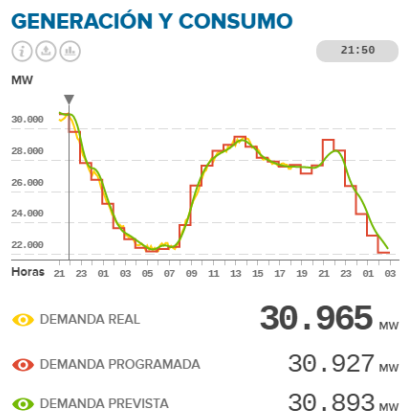


Estos objetivos marcaron la puesta en marcha a partir de 2015 de la interconexión entre Francia y España, que acerca aún más a ambos países y supone un paso considerable hacia una Europa más integrada desde el punto de vista energético. La nueva línea de  $\pm 320$  kV duplica la capacidad de intercambio eléctrico previa a la interconexión, pasando de 1.400 a 2.800 MW. Este salto permite una mayor incorporación de las energías renovables a la red europea y añade solidez y seguridad en el suministro, no solo en España y en Francia, sino en toda la Unión Europea.

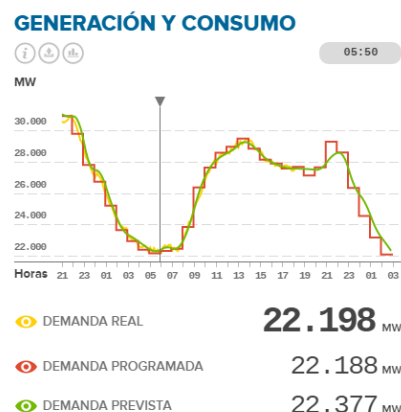
No obstante nuestra capacidad de interconexión con Francia se mantiene en niveles muy inferiores a los marcados por la Unión Europea (nivel de interconexión de, al menos, un 10% de la potencia instalada para 2020).

Otro punto a tener en cuenta es la curva de demanda en España. Esta curva varía en función de la época del año, día de la semana, temperatura, festivos, etc. Pero se caracteriza principalmente por la diferencia en el consumo entre las horas punta y las horas valle.

### Máximo



### Mínimo



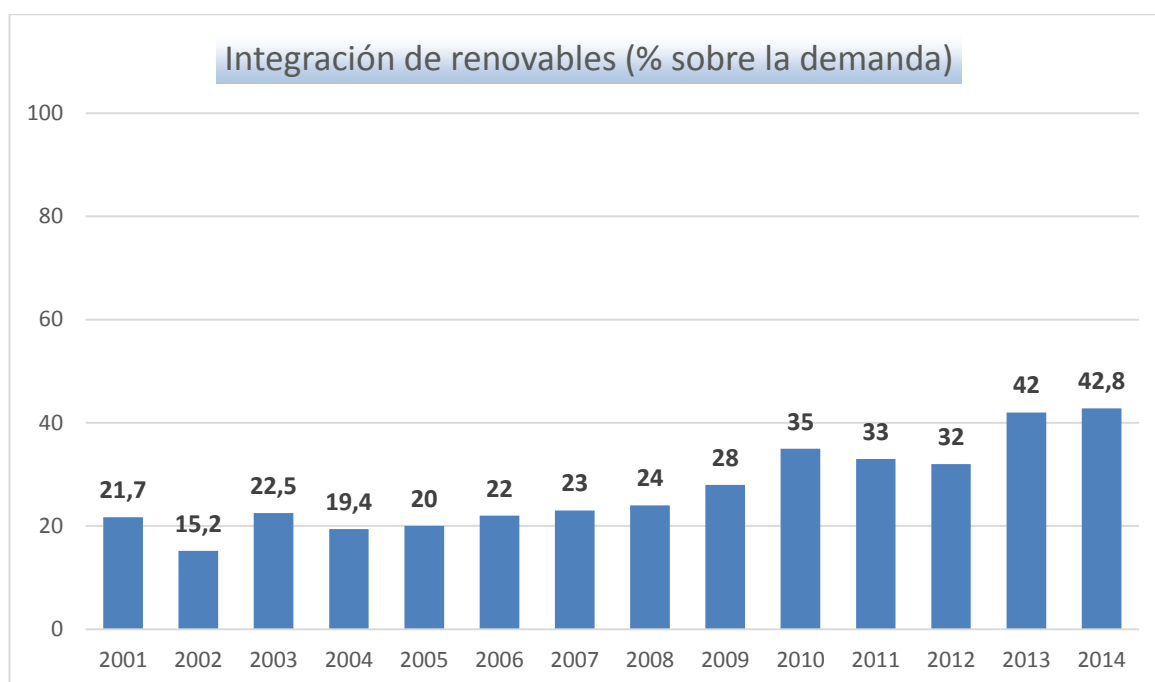
Datos obtenidos de Red Eléctrica Española. Las dos imágenes representan la misma curva de demanda de un día cualquiera de verano pero a distintas horas:

- La demanda máxima alcanzó los 30.965 MW.
- La demanda mínima se estableció en 22.198 MW.

Las unidades de producción de energía eléctrica deben funcionar en un régimen más exigente y con una mayor flexibilidad para seguir la curva de carga a lo largo del día. Esta exigencia se ha visto incrementada aún más en los últimos años por el número de energías renovables que se han instalado en el sistema y su prioridad de funcionamiento respecto al resto de las tecnologías.

En España contamos con el primer centro del mundo capaz de controlar la generación de energías renovables: el Cetre. Esta herramienta tecnológica pionera afronta el reto de incorporar al sistema eléctrico energías que tienen una gran variabilidad, difíciles de predecir y con una menor capacidad de adaptación a la demanda por su dependencia a las condiciones climáticas. Su funcionamiento ofrece una gran capacidad de respuesta a la hora de identificar los riesgos y anticipar los comportamientos de estas energías intermitentes.

La labor del Cetre ha contribuido a que la producción de energías renovables en el sistema eléctrico peninsular represente más del 40% de la producción anual de energía en los últimos años:



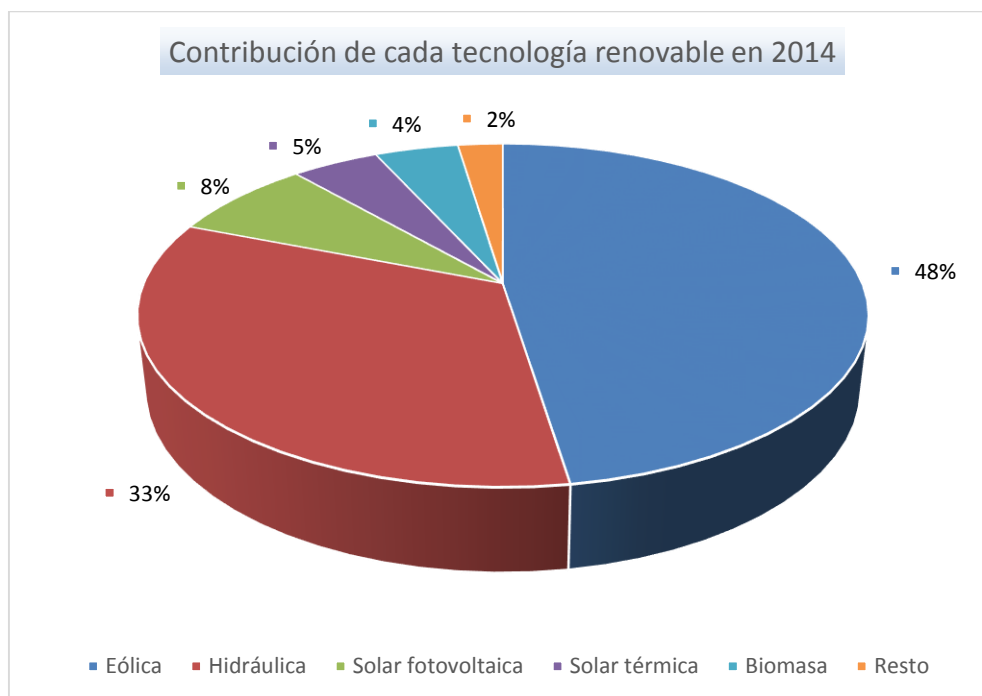
**Gráfico 2. Integración de las renovables**

En este gráfico se aprecia el incremento sobre la demanda de las energías renovables durante los últimos años. Ha duplicado su producción de energía en algo más de 10 años, quedando cerca la meta del 50% de la demanda. Los datos fueron recogidos y publicados por Red Eléctrica Española.

Según el Plan de Fomento de las Energías Renovables, el objetivo para 2010 era dar cobertura del 29,4% mediante fuentes renovables. Este objetivo se alcanzó con creces, ya que ese año se cubrió el 35% de la demanda.

El último dato completo que tenemos hasta la fecha es el del año 2014. La producción de energías renovables alcanzó el máximo histórico del 42,8% de la demanda total.

La contribución de cada tecnología renovable a la generación de electricidad en el año 2014 fue la siguiente:



**Gráfico 3. Contribución de cada tecnología renovable en 2014**

Como veíamos al principio en el gráfico 1, balance de energía eléctrica en España, la energía eólica fue la primera fuente renovable de generación eléctrica en España durante el año 2014. A finales de este año, la potencia instalada de esta tecnología era de 23.002 MW y tuvo una producción anual de 51.026 GWh, con una cobertura de la demanda eléctrica del 20,54% sobre el total.

España es el cuarto país del mundo por potencia eólica instalada tras China, Estados Unidos y Alemania. Más de 20.000 personas trabajan en este sector en nuestro país.

La energía hidráulica también contribuye en gran medida, un 33% el año 2014, sobre la producción de energía eléctrica renovable en España. A fecha de 31 de Diciembre de 2014, la potencia instalada de esta tecnología era de 17.792 MW y tuvo una producción anual de 35.860 GWh, con una cobertura de la demanda eléctrica del 14,12% sobre el total.

La tercera fuente renovable de generación eléctrica en España durante el año 2014 fue energía solar fotovoltaica, con un 8% sobre la demanda de energía renovable y un 3,42% de la demanda eléctrica total. Los datos que recogió fueron muy lejanos a los registrados por las energías eólica e hidráulica. A fecha de 31 de Diciembre de 2014, su potencia instalada era de 4.667 MW y tuvo una producción anual de 8.199 GWh.

## **1.2. Energía Solar Fotovoltaica**

El 22 de Febrero de 1857 nacía en Hamburgo Heinrich Rudolf Hertz. Este físico alemán sería el descubridor de la propagación de las ondas electromagnéticas y, en especial, del efecto fotoeléctrico en 1887.

Hertz reformuló las ecuaciones de Maxwell para tomar en cuenta el primer hallazgo. Probó de forma experimental que las ondas electromagnéticas pueden viajar a través del aire libre y del vacío, construyendo él mismo un emisor (oscilador) y un receptor (resonador) de ondas en su laboratorio. De la misma forma, calculó que la velocidad de desplazamiento de las ondas se aproximaba mucho a los 300.000 km/h establecidos por Maxwell.

Sin embargo, nunca pudo llegar a conseguir una demostración teórica del efecto fotoeléctrico. Se basaba en que un objeto cargado pierde su carga más fácilmente al ser iluminado por la luz ultravioleta.

Este vacío lo supo completar Albert Einstein, quien basó su formulación de la fotoelectricidad en una extensión del trabajo sobre los cuantos de Max Planck. El físico estadounidense Robert Andrews Millikan se dedicó durante una década a demostrar que la teoría de Einstein era errónea, construyéndose un taller mecánico en vacío, pero llegó a la conclusión de que no lo era. Sin embargo, aquello permitió la determinación más precisa hasta la fecha del valor de la constante de Planck.

En su trabajo *‘Sobre un punto de vista heurístico concerniente a la producción y transformación de la luz’* publicado en 1905, Albert Einstein intentó razonar sobre el efecto fotoeléctrico. La explicación de Einstein a este fenómeno era la colisión de dos partículas, un fotón de la radiación absorbido por un electrón de un átomo. Como consecuencia, el electrón era despedido. Cuando estos electrones son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

De esta manera, predijo que la energía cinética máxima que debe tener un electrón emitido por un metal debe crecer al aumentar la frecuencia de la radiación incidente. Además, indicaba que, para cada metal, la línea correspondiente que definía el comportamiento de la energía de los electrones era una recta. Su inclinación, similar para todas las sustancias y de valor igual a la constante de Planck.

El efecto fotoeléctrico ha permitido desarrollar, además de objetos como el láser o los satélites de comunicación, la energía eléctrica por radiación solar. Las plantas fotovoltaicas basan su funcionamiento en este principio. Poco a poco, los avances técnicos han permitido que esta fuente de energía se pueda aprovechar de forma eficiente y lograr que la tecnología fotovoltaica se presente como una de las opciones más fiables para liderar la revolución energética que se acerca.

Sin embargo, si miramos unos años atrás, la situación de la energía solar fotovoltaica no era muy optimista. A mediados del siglo XIX, pese a los avances técnicos alcanzados al aumentar el rendimiento de las células, el precio era excesivamente elevado y esto hizo que se limitara enormemente su aplicación práctica.

Sus primeras aplicaciones se dieron en el espacio, gracias a la sugerencia de utilizarlas en uno de los primeros satélites puestos en órbita alrededor de la Tierra para la alimentación de estos equipos. El costo no fue un factor limitante, ya que los recursos que se dedicaban a la carrera del espacio eran enormes. Primaba la capacidad de proveer energía eléctrica de una manera fiable en zonas de difícil acceso, y en eso la energía solar fotovoltaica resultaba muy competitiva frente al resto.

Fue en el año 1958 cuando Estados Unidos lanzó el primer satélite espacial que utilizó paneles solares fotovoltaicos. Este sistema permitió seguir transmitiendo información durante siete años mientras que las baterías químicas se agotaron en tan sólo 20 días.

Las aplicaciones fotovoltaicas en los satélites espaciales continuaron su desarrollo, lo que ayudó de manera gigantesca a que la tecnología solar fotovoltaica pudiese mejorar. Esta tecnología, si bien no es la única utilizada en los satélites de órbita terrestre, sigue a la cabeza a principios del siglo XXI.

Los primeros usos terrestres de esta tecnología se hicieron esperar algo más y fueron avanzando de forma más lenta. Uno de los pioneros en el desarrollo de la fotovoltaica fue el estadounidense Elliot Berman, dueño de la compañía Solar Power Corporation. Sus esfuerzos fueron dirigidos a, en primer lugar, analizar el mercado potencial para identificar los posibles usos que existían para esta nueva tecnología. Pero rápidamente descubrió que si el coste por vatio se redujera de manera considerable, la demanda aumentaría y podría suponer una forma interesante de conseguir desarrollar los paneles solares fotovoltaicos.

Con el tiempo, este precio se fue reduciendo. A día de hoy, la tarifa para la tecnología fotovoltaica se mueve en una banda entre 6 y 8 céntimos el kWh. Según un estudio realizado por el Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems para Agora Energiewende, esta tarifa será aún menor en un futuro.

Los sistemas solares fotovoltaicos pueden ser conectados a red o como instalaciones aisladas. Las principales aplicaciones de estos paneles en la actualidad son:

- En Industria con la provisión de potencia y cargas eléctricas limitadas en zonas alejadas de la red o donde ésta no resulta confiable.
- En Telecomunicaciones para el uso de repetidores de radio, de televisión, aparatos telefónicos, estaciones repetidoras y estaciones de transmisión de datos (sísmicos, meteorológicos, sobre los niveles de agua o la presencia de incendios), a menudo muy útiles en servicios de protección civil.

- En Sanidad y especialmente en Servicios Públicos para el alumbrado de calles, de jardines y de paradas de medios de transporte públicos.
- En Residencial como provisión de energía (sobre todo iluminación) para casas y refugios de montaña.
- En Agricultura para el uso de instalaciones con un sistemas de bombeo y llevar así agua potable para el ganado en zonas más aisladas.

Es cada vez más común la aplicación de los sistemas solares fotovoltaicas para cargar las baterías de las embarcaciones y de las autocaravanas. Con la aparición en el mercado, cada vez mayor, de los coches eléctricos e híbridos, esta tecnología tendrá una importancia aun mayor y podrá proponer una solución real y eficaz para mejorar el desarrollo de estos prototipos de vehículos.

### **1.2.1. Evolución de la Fotovoltaica en España**

El desarrollo de la tecnología fotovoltaica, y de las energías renovables en general, en España fue algo más tardío que en otros países más avanzados.

El inicio de la política de eficiencia y diversificación de la energía en nuestro país se produce en 1980, poco después de la segunda crisis del petróleo. Se promulgó la Ley 82/1980 sobre conservación de la energía. Dicha ley representó el punto de partida actual de la actual regulación de las energías renovables y el impulso de las mismas en España, estableciendo normas y principios básicos, además de incentivos económicos para la mejora de la eficiencia energética, el desarrollo de las renovables y la reducción de la dependencia de energía.

En 1986 se presenta en España el primer Plan de Energías Renovables, PER 1986-1988, cuyo objetivo principal era coordinar e impulsar todos los esfuerzos implicados en el desarrollo y utilización de las energías renovables para conseguir una mayor participación de las mismas en el abastecimiento energético. A través de este plan se pudo definir una política energética integral en materia de energías renovables que estableciese unos objetivos concretos y unos programas de acción y medios para llevar a cabo los mismos.

Uno de los principales logros del Plan de Energías Renovables PER 1986-1988 fue la importante labor de documentación realizada para la elaboración de mapas de recursos, con el objeto de obtener mayor precisión en cuanto al potencial de cada tecnología.

El desarrollo normativo de la Ley 82/1980 culminó en el Real Decreto 2366/1994, por el que se regulaba la producción de energía eléctrica para instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables. En este Real Decreto se establece la prioridad de acceso y la tarifa regulada para este tipo de instalaciones.

Con la aprobación en el año 1997 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, se inició el proceso de liberalización del sector de la electricidad en España y se estableció la distinción entre la producción en Régimen Ordinario de la producción en Régimen Especial. El desarrollo reglamentario para el Régimen Especial se produciría al año siguiente con la publicación del Real Decreto 2818/1998.

Adicionalmente, la Ley 54/1997 establecía que las energías renovables deberían cubrir como mínimo el 12% del total de la demanda de energía primaria de España para el año 2010. A tal fin, se estableció en 1999 el Plan de Fomento de Energías Renovables, PFER 1999-2010, cuyos objetivos serían tenidos en cuenta para la fijación de las primas al Régimen Especial.

Ya en el siglo actual, se publicó el Real Decreto 436/2004, que derogaba al anterior Real Decreto 2818/1998. Estableció el esquema legal y económico para el Régimen Especial, con el fin de consolidar el marco regulador y crear así un sistema estable y previsible. En virtud de este Real Decreto, el titular de una instalación en Régimen Especial tenía las dos siguientes opciones para la remuneración de la electricidad generada:

- Vender la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada.
- Vender la electricidad libremente en el mercado, percibiendo en este caso el precio de mercado más una prima.

A finales de 2004 se alcanzó un cumplimiento acumulado del 28,4% sobre el objetivo global de incremento de las fuentes renovables previsto para 2010. Este incremento, aunque significativo, era insuficiente para alcanzar los objetivos fijados en el Plan de Fomento de Energías Renovables de 1999.

Por tanto, se tomó la decisión en 2005 de presentar una nueva revisión de este en el Plan de Energías Renovables 2005-2010. Su objetivo era mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía primaria en 2010, así como de incorporar los otros dos objetivos comunitarios indicativos de 29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para 2010.

De esta manera, se aumentaron los objetivos para 2010 de las principales fuentes de energías renovables, como la energía solar o las distintas energías solares.



Este plan suponía, durante los años 2005 y 2010, un volumen total de apoyos a las energías renovables de 8.492 millones de euros, de los que 3.536 millones corresponderían a ayudas públicas en sentido estricto (con cargo a los Presupuestos Generales de Estado, en parte vía ayudas a la inversión y en parte por incentivos fiscales a la producción de biocarburantes) y 4.956 millones de euros representan el apoyo total durante el periodo a la generación de electricidad con renovables a través del sistema de primas.

Una iniciativa muy importante en este periodo fue la aprobación del Real Decreto 314/2006, por el cual entraba en vigor el Código Técnico de la Edificación, que establecía la obligación de instalación de captadores solares térmicos de baja temperatura y paneles solares fotovoltaicos en nueva vivienda.

Al año siguiente, se aprobaba el Real Decreto 661/2007, por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial. Sustituía al Real Decreto 436/2004, aunque seguía conservando su esquema básico. Se mantenía la doble opción de retribución, tarifa regulada o tarifa de mercado. La generación de energía renovable que participaba en el mercado recibía una prima variable en función del precio de mercado y unos límites superior e inferior. Este Real Decreto eliminaba cualquier incertidumbre con respecto a la retribución de las plantas fotovoltaicas, y unido a la caída del sector inmobiliario, atrajo a números inversores e instituciones financieras.

Todo esto provocó el llamado **boom fotovoltaico** en el año 2007 pero, especialmente, entre los meses de junio a septiembre de 2008. El siguiente gráfico muestra el espectacular crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada:

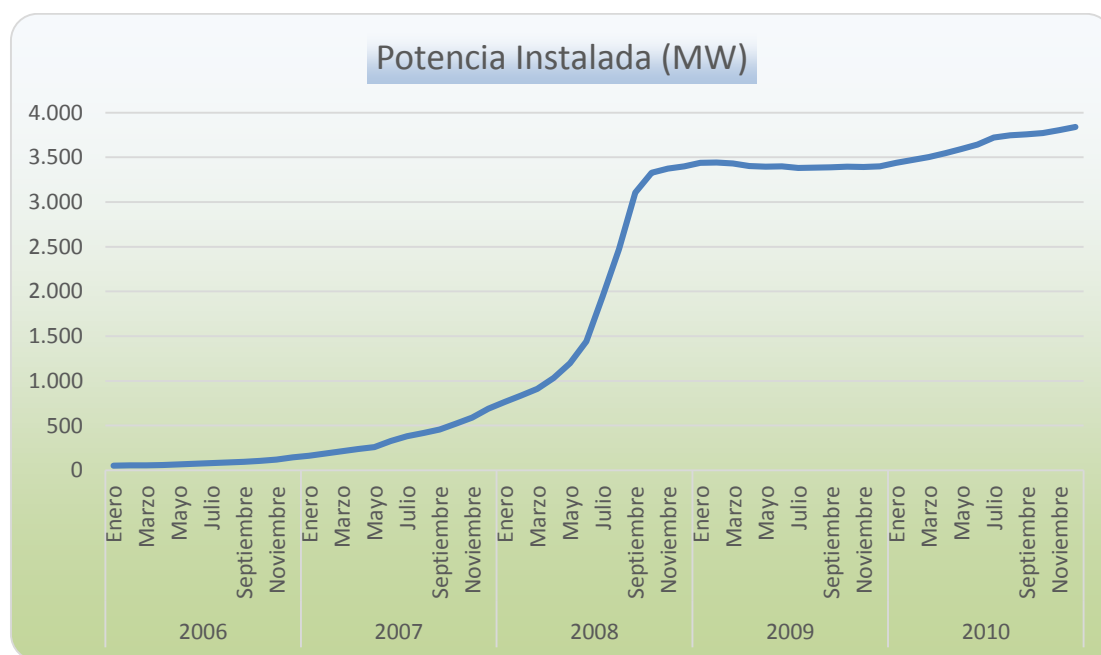


Gráfico 4. Potencia fotovoltaica instalada entre 2006 y 2010



Los datos fueron recogidos y publicados por Red Eléctrica Española. A partir del año 2008 hasta la fecha, el incremento de energía fotovoltaica instalada en España no ha tenido ninguna variación tan significativa:

AÑO	Potencia Instalada (MW)
2015	4.672
2014	4.672
2013	4.667
2012	4.539
2011	4.248
2010	3.839
2009	3.398
2008	3.398
2007	690
2006	146

**Tabla 1. Potencia fotovoltaica total instalada**

Los datos de potencia instalada de 2015 están tomados hasta el mes de marzo de este mismo año, por lo que la tabla 1 puede variar después de la entrega de este trabajo.

Con el objetivo de evitar que una retribución excesiva pudiese repercutir de manera significativa en los costes del sistema eléctrico y desincentivar la apuesta por la investigación y el desarrollo de las instalaciones fotovoltaicas, el 26 de septiembre de 2008 se publicó el Real Decreto 1578/2008. En él se establecía un procedimiento de preasignación y unos cupos anuales de 500 MW para instalaciones fotovoltaicas, así como una modificación a la baja del régimen económico de este tipo de instalaciones.

A pesar de ello, las elevadas retribuciones otorgadas a las instalaciones realizadas durante este periodo contribuyeron a un incremento significativo del déficit de tarifa. Con el objeto de contener este déficit, en los años sucesivos se tomaron progresivamente una serie de medidas en forma de Real Decreto:

- Limitación de horas con derecho a prima.
- Moratoria del Régimen Especial.
- Supresión de primas.
- Sustitución de tarifa por un complemento razonable que garantizase la inversión.

Estas medidas paralizaron la actividad del sector fotovoltaico y suscitaron numerosas críticas por el carácter retroactivo de las mismas.

### **1.2.2. Ventajas y desventajas**

La producción de energía eléctrica a través de la tecnología fotovoltaica contribuye al desarrollo de un planeta limpio y sostenible. La sociedad cada vez toma más conciencia de los beneficios tanto medioambientales como económicos que supone la generación de energía limpia:

- La más importante de todas, no contamina, no produce emisiones de CO<sub>2</sub> u otros gases, y por lo tanto no contribuye al efecto invernadero.
- Es una fuente de energía renovable, sus recursos son inagotables.
- Es un sistema de aprovechamiento de energía idóneo para zonas donde el tendido eléctrico no llega, o es dificultoso y costoso su traslado.
- La disponibilidad de energía solar fotovoltaica reduce la dependencia energética.
- La única inversión que se realiza es el coste inicial de la infraestructura, pues no requiere de ningún combustible para su funcionamiento.
- Los sistemas fotovoltaicos no producen ningún sonido molesto mientras operan ya que no poseen partes ni movimientos mecánicos que puedan ocasionar algún tipo de contaminación sonora.
- La energía solar fotovoltaica no requiere ocupar ningún espacio adicional, porque puede instalarse en tejados y edificios.
- Estos sistemas tienen una vida útil larga (20 años).
- El mantenimiento de las plantas fotovoltaicas es sencillo y no supone unos costes elevados. Además, el precio de los elementos disminuye a medida que avanza la tecnología.
- Por último, y que también puede relacionarse con el resto de energías renovables, promueve la creación de empleo local.

Cada vez son más los países que están imponiendo una legislación para poder permitir el autoconsumo, generando notables ahorros económicos para propietarios e inversores de plantas solares fotovoltaicas.

Una de las mayores desventajas que tiene la energía solar fotovoltaica y se considera uno de los motivos principales de impedir que su desarrollo fuese mayor durante los últimos años, es que el nivel de radiación solar fluctúa de una zona a otra, y lo mismo ocurre entre las cuatro estaciones del año. Esto no resulta nada atractivo para el consumidor.

Otras desventajas son que inicialmente se requiere una fuerte inversión económica, a la que muchos negocios no están dispuestos a arriesgarse, y que para poder recolectar grandes cantidades de energía se necesitan grandes extensiones de terreno.

### 1.2.3. Plantas Fotovoltaicas

Entre las plantas fotovoltaicas más grandes y con más potencia instalada en nuestro país se encuentran las dos siguientes:

- **Planta Fotovoltaica Puertollano**

Esta central, construida en la provincia de Ciudad Real y propiedad de Renovalia Energy, se compone de 400.000 placas solares instaladas sobre un terreno de unas 200 hectáreas. Al término de su construcción a finales de 2009, se convirtió en la mayor central fotovoltaica del mundo. Tiene una potencia total de 70 MW.

- **Planta Fotovoltaica Olmedilla de Alarcón**

Acabada en Septiembre de 2008, la central de Olmedilla de Alarcón, en Cuenca, está compuesta por 270.000 placas solares. Es propiedad de la empresa Nobesol Levante y su potencia total es de 60 MW.

- **Planta Fotovoltaica Trujillo**

Construida en la provincia de Cáceres, esta central propiedad de FRV (Fotowatio Renewable Ventures) se compone de tres instalaciones con un total de 40 MW. La última ampliación se inauguró a finales de 2011.

Himin Solar inició en marzo del 2015 la construcción del parque Luis Mora, con una capacidad instalada de 250 MW y una inversión de 250 millones de euros en cinco años. Se instalarán 250.000 paneles solares en 100 hectáreas de terreno. Esta planta fotovoltaica, situada en la localidad de Elche, proporcionará cerca de 250 puestos de trabajo durante la fase de fabricación y otros 40 de larga duración en la misma instalación durante la vida útil de la misma, alrededor de los 40 años.

La construcción de este parque se realizará en cinco fases, de 50 MW cada una, y su objetivo es finalizar la instalación en 2020. En ese momento se convertiría en la planta fotovoltaica más grande en España.

Sin embargo, aún estaría lejos si las comparamos con otras centrales solares en el mundo. A día de hoy, las mayores plantas fotovoltaicas se encuentran en Estados Unidos, en China y en la India.

MidAmerican Solar, compañía de la que es dueño desde el año 2012 el empresario y multimillonario Warren Buffett, finalizó en noviembre de 2014 la que hasta ahora es la planta fotovoltaica más grande y con mayor potencia del mundo: Topaz Solar Farm, en la localidad de San Luis Obispo, California, en los Estados Unidos. La planta ocupa una superficie de 26 kilómetros cuadrados y acoge un total de 9 millones de paneles fotovoltaicos de First Solar con una potencia total de 550 MW.

Esta planta, en la que se invirtieron 2.500 millones de dólares, es capaz de suministrar energía a un total de 160.000 hogares y ahorrar unas 377.000 toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> al año.

Sin embargo, este proyecto pronto será superado. La propia compañía MidAmerican Solar está desarrollando en California el proyecto Solar Star de 579 MW y cuya finalización se planificó para finales del año 2015. Pero el mayor proyecto en marcha hasta la fecha no está en Estado Unidos, sino en la India. Se trata de la planta solar fotovoltaica que se va a construir en el estado indio de Madhya Pradesh y que tendrá una potencia total de 750 MW, 200 más que Topaz Solar Farm.

## 2. Ley 54/1997

En 1997 se daba, posiblemente, el paso más importante en la historia de la regulación eléctrica. El día 28 de Noviembre se publicaba en el Boletín Oficial del Estado la nueva Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, por la que se regulaban las actividades destinadas al suministro de electricidad, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

Esta ley fue una auténtica revolución y no un simple cambio regulatorio como los que se dieron en los años 1954, 1984 y 1994. Su principal objetivo era conseguir garantizar el suministro eléctrico, calidad en dicho suministro y siempre tratando de conseguir el menor coste posible. España se situó así entre los países europeos más avanzados en este sector, cumpliendo las normas comunes de aquella época para el Mercado Interior de la Electricidad y siguiendo con las tendencias liberalizadoras de los sectores económicos.

El modelo adoptado era de **regulación para la competencia**, abierto y que introducía rivalidad en lo posible dentro del sector. Se buscó eliminar actividades que pudiesen dar lugar a monopolios. También se creó la libre competencia entre mercados mayoristas y minoristas. Con esta ley se eliminó el concepto de servicio público, pasando al concepto de garantía de suministro a terceros y permitiendo que los consumidores pudiesen controlar y elegir al suministrador con libertad.

Los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial se caracterizaban por la posibilidad de percibir una prima, en función de factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costes de inversión en que se hubiesen incurrido.

La Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, incluía en su título IV un capítulo dedicado al régimen especial de producción de energía eléctrica conformado por el conjunto de reglas específicas que se aplicaban a la electricidad generada mediante fuentes de energías renovables, cogeneración con alto rendimiento energético y residuos:

- La generación de energía eléctrica tenía consideración de producción en régimen especial cuando se realizaba desde instalaciones con potencia instalada no superior a 50 MW.
- También tenía consideración de producción en régimen especial la generación de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con potencia instalada igual o inferior a 25 MW.

A diferencia de la planificación conjunta vinculante de la regulación anterior, en la Ley 54/1997 se estableció el carácter indicativo de la planificación eléctrica, lo que quiere decir, la autorización para la construcción de instalaciones de producción.

Dentro del régimen de actividades aparecen la gestión económica y la gestión técnica, sustituyendo a la antigua explotación unificada y la comercialización como suministro a precio libre. Pero sobre todo, aparece un nuevo régimen jurídico de cada actividad cuyas líneas básicas se resumían en:

- **Producción de electricidad en un régimen competitivo**

Se afirmó la libertad de entrada, de inversión, de contratación, de acceso a redes y la formación competitiva de precios. Para ello, la explotación del sector eléctrico se organizó en torno a un mercado basado en criterios económicos y gestionado por el Operador del Mercado, el cual casaba ofertas y demandas en función de sus precios, mientras que el Operador del Sistema velaba por el mantenimiento de la seguridad y la estabilidad de la red en todo momento.

Se fomentó la producción en régimen especial (cogeneración y renovables) a través de la preferencia en el despacho y la percepción de una prima que se añadía al precio de mercado.

- **Transporte**

Se configuró como actividad regulada y la retribución se fijó administrativamente. Ahora bien, se facilitó la competencia en producción y comercialización en dos formas:

1. Se estableció el acceso de terceros a las redes en condiciones objetivas y previo pago de peaje regulado.
2. Se permitió la libre construcción de líneas directas.

- **Distribución**

Se configuró como actividad regulada, con retribución fijada administrativamente y acceso de terceros a las redes, junto a la libre construcción de líneas directas. Se creó también la figura del gestor de la red de distribución para cada zona eléctrica y entre las obligaciones destacadas por el distribuidor.

- **Comercialización**

Se trató de una actividad de suministro liberalizado, con libre contratación y libre fijación de precios. Dicha libre elección de suministrador se estableció en un calendario gradual de 10 años: desde los consumidores vigentes de aquella época con consumo superior a 15 GWh hasta su extensión a todos los consumidores del año 2007.

Para garantizar la transparencia, el artículo 14 de esta Ley exigió la separación jurídica entre actividades reguladas y no reguladas, es decir, entre producción y distribución, y entre distribución y comercialización.

Asimismo, se exigió la separación jurídica entre las figuras de Operador de Mercado y de Operador del Sistema, si bien este último podía ejercer actividades de transporte con la debida separación contable.

El régimen económico de las actividades eléctricas se establecería según precios para las actividades liberalizadas, y según peajes y tarifas para las actividades reguladas. En concreto, la retribución de cada actividad incluía los siguientes conceptos:

- **Producción**  
Precio del Mercado, garantía de potencia y servicios complementarios.
- **Transporte**  
Costes de inversión, operación y mantenimiento.
- **Distribución**  
Costes de inversión, operación y mantenimiento.  
El modelo retributivo caracterizaba las zonas de distribución según la energía circulada y otras variables, incluyendo incentivos de calidad.
- **Comercialización**  
Para los usuarios a tarifa → costes derivados de la actividad.  
Para los consumidores cualificados → la retribución pactada.

Además, se debían retribuir los costes permanentes del sistema, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, y los costes de transición a la competencia.

El crecimiento experimentado por el régimen especial en las energías renovables en aquellos años hizo necesaria la publicación de sucesivas normas reglamentarias que desarrollaran las previsiones legales de la Ley 54/1997.

### 3. Métodos retributivos derogados

La lista con las leyes y reales decretos nacionales aprobados durante estos últimos años para renovar la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico es sorprendentemente extensa. En el apartado 1.2.1 hemos comentado las principales variaciones que se dieron con posterioridad a dicha Ley.

Esto demuestra que la regulación en el sistema eléctrico español es bastante compleja, Se han tenido que ir modificando diferentes aspectos para poder seguir el continuo avance de las tecnologías de generación de energía eléctrica y conseguir nuevas expectativas, además de incluir las que no se plantearon en anteriores publicaciones.

A finales de 2011, Nomura, el mayor banco de inversión japonés, realizó una encuesta sobre el riesgo regulatorio de los distintos países europeos. Viendo los resultados obtenidos, se puede concluir que la regulación sobre el Sector Eléctrico en España se ha estado haciendo de manera inadecuada, creando inseguridad en los inversores dada la inestabilidad ofrecida por las distintas leyes o reales decretos:

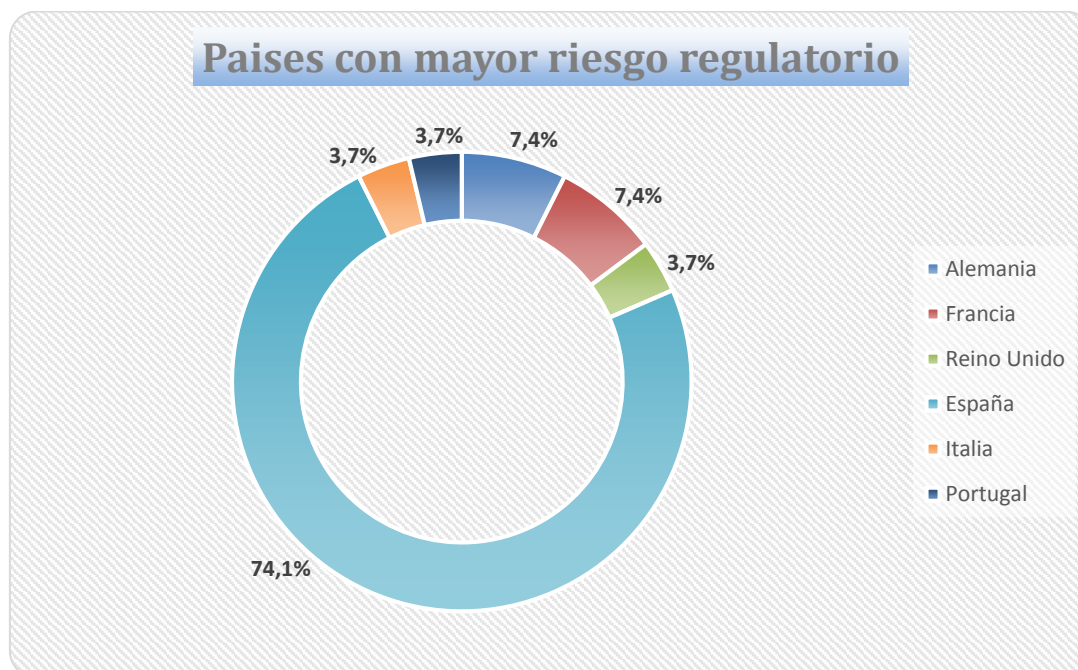


Gráfico 5. Riesgo regulatorio de los distintos países europeos



### 3.1. Real Decreto 661/2007

El Real Decreto 661/2007 es un claro ejemplo de ello. En él se estableció un régimen económico por el cual se determinaba a percibir una retribución especial por la energía a las instalaciones incluidas dentro del régimen especial, es decir, con una potencia igual o inferior a 50 MW, y también a aquellas con una potencia mayor de 50 MW y fuesen de cogeneración o utilizasen energías renovables o residuos.

En agosto de 2005 se aprobó el Plan de Energías Renovables 2005-2010. Su propósito era reforzar los objetivos prioritarios de la política energética del gobierno y aumentar la seguridad y calidad el suministro eléctrico, mejorando el respeto por el medio ambiente y con la determinación de cumplir con los compromisos internacionales que para España derivan del Protocolo de Kioto y de nuestra pertenencia a la Unión Europea, y alcanzar los objetivos del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases del efecto invernadero, 2008-2012.

Dicho plan supuso la anulación del Plan de Fomento de las Energía Renovables en España 2000-2010, motivado por un crecimiento inicial inesperado en algunas tecnologías. En algunos casos, crecimiento inferior al que se había predicho. En otros, se superó. Con el nuevo plan se introdujeron importantes modificaciones al alza de objetivos de potencia establecidos y, en concreto, el objetivo de potencia eólica se amplió de 8.155 MW a 20.155 MW y el objetivo de potencia fotovoltaica se amplió de 150 MW a 400 MW.

La demanda cada vez mayor de energías renovables hacía necesaria una modificación de las leyes que regulaban, en ese momento, el Sector Eléctrico. Con la máxima de conseguir un desarrollo sostenible desde el punto económico, social y ambiental, aprovechando los recursos energéticos disponibles en nuestro país y reduciendo la dependencia energética exterior, fue necesaria la aprobación el 25 de mayo de 2007 del Real Decreto 661/2007, por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Aquel Real Decreto sustituía al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

El método retributivo del Real Decreto 661/2007 se basaba en el concepto **feed in tariff**. En líneas generales, se trata de un instrumento normativo que impulsa el desarrollo de la generación eléctrica con el uso de Energías Renovables mediante el establecimiento de una tarifa especial por unidad de energía eléctrica inyectada a la red.

En este contexto, la industria generadora de electricidad estaba obligada a comprar electricidad generada por fuentes de energías renovables.

### 3.1.1. Desarrollo del Real Decreto 661/2007

Una vez alcanzado el 85 por ciento del objetivo de potencia, se establecería el plazo máximo durante el cual aquellas instalaciones inscritas en el Registro administrativo tenían derecho a prima, o en su caso, tarifa regulada establecida en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. El ámbito de aplicación para este real decreto alcanzaba las instalaciones que fueran incluidas en alguno de los siguientes grupos:

- **Categoría a**

Productores que utilizaran la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.

<b>Grupo a.1</b> Central de cogeneración	<b>Subgrupo a.1.1</b> Combustible gas natural
	<b>Subgrupo a.1.2</b> Combustible gasóleo, fuel-oil o gases licuados del petróleo
	<b>Subgrupo a.1.3</b> Combustible principal biomasa y/o biogás
	<b>Subgrupo a.1.4</b> Resto de cogeneraciones
<b>Grupo a.2</b> Central que utilizara energías residuales procedente de otra instalación, máquina o proceso cuyo fin no fuese la producción de energía eléctrica y/o mecánica	

**Tabla 2. Clasificación categoría a (RD 661/2007)**

- **Categoría b**

Instalaciones que utilizaran como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante.

<b>Grupo b.1</b> Energía solar	<b>Subgrupo b.1.1</b> Tecnología fotovoltaica
	<b>Subgrupo b.1.2</b> Tecnología termosolar
<b>Grupo b.2</b> Energía eólica	<b>Subgrupo b.2.1</b> Instalaciones ubicadas en tierra
	<b>Subgrupo b.2.2</b> Instalaciones ubicadas en el mar territorial
<b>Grupo b.3</b> Energía geotérmica, la de las olas, la de las mareas, las de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la de las corrientes marinas	

<b>Grupo b.4</b> Energía hidroeléctrica con potencia no superior a 10 MW	
<b>Grupo b.5</b> Energía hidroeléctrica con potencia superior a 10 MW y no superior a 50 MW	
<b>Grupo b.6</b> Biomasa	<b>Subgrupo b.6.1</b> Biomasa procedente de cultivos energéticos
	<b>Subgrupo b.6.2</b> Biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías
	<b>Subgrupo b.6.3</b> Biomasa procedente de residuos forestales o espacios verdes
<b>Grupo b.7</b> Biomasa procedente de estiércol, biocombustibles o biogás	<b>Subgrupo b.7.1</b> Combustible principal biogás de vertederos
	<b>Subgrupo b.7.2</b> Combustible principal biogás generado en digestores
	<b>Subgrupo b.7.3</b> Combustible principal estiércol mediante combustión y biocombustibles líquido
<b>Grupo b.8</b> Biomasa procedente de instalaciones industriales	<b>Subgrupo b.8.1</b> Biomasa procedente del sector agrícola
	<b>Subgrupo b.8.2</b> Biomasa procedente del sector forestal
	<b>Subgrupo b.8.3</b> Combustible principal licores negros de la industria papelera

Tabla 3. Clasificación categoría b (RD 661/2007)

- **Categoría c**

Instalaciones que utilizaran como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b.

<b>Grupo c.1</b> Combustible principal residuos sólidos urbanos
<b>Grupo c.2</b> Combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente
<b>Grupo c.3</b> Combustible principal residuos, cuando éstos no fuesen menos del 50 por ciento de la energía primaria utilizada
<b>Grupo c.4</b> Centrales acogidas al anterior Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, que se encontrara en explotación y combustible productos de explotaciones mineras

Tabla 4. Clasificación categoría c (RD 661/2007)

Para vender (total o parcialmente) la producción de energía eléctrica se debía optar por una de estas dos opciones:

- Ceder la electricidad al sistema, tarifa regulada (c€/kWh).
- Venderla al mercado de producción de energía eléctrica, bien por el precio que resultara en el mercado organizado o bien por el precio libremente negociado, complementado, en su caso, por una prima. Con esta opción, se podía participar en los servicios de ajustes del sistema con ofertas superiores a 10 MW.

La tarifa regulada consistía en una cantidad fija, lo que antes denominábamos como **feed in tariff**, única para todos los periodos de programación, y que se determinaba en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenecía la instalación, así como la potencia instalada y la antigüedad desde la fecha de puesta en servicio.

Aquellas instalaciones que utilizasen la cogeneración o energías residuales (categoría a), y aquellas que utilizasen la energía hidroeléctrica (grupos b.4, b.5) o la biomasa (grupos b.6, b.7 y b.8), que eligieran ceder la electricidad al sistema, podían acogerse al régimen de discriminación horario distinguiendo entre horas punta y horas valle (las horas variaban en función de dos periodos: verano e invierno). La tarifa regulada se multiplicaba por 1,0462 para las horas punta y por 0,9670 para las horas valle.

Se esperaba de esta estructura tarifaria que, una vez que se cumpliera con el objetivo de posicionar una determinada tecnología renovable en términos de la diversificación de la matriz energética, dejara de ser necesaria, permitiendo generar electricidad en competencia con las fuentes de energía no renovables actualmente en uso.

El modelo retributivo **feed in tariff**, de incentivo a las energías renovables, posee ciertas ventajas. La principal, que al establecer tarifas diferenciadas según el tipo de energía, permite desarrollar íntegramente todas las tecnologías y no sólo a las que se encuentren en una situación más competitiva frente a las energías no renovables. De esta forma, las energías consideradas menos desarrolladas podían lograr avanzar, tendiendo en el futuro a la baja de sus costos.

La segunda ventaja de este método, que no impone ninguna barrera a los generadores de energía, los cuales son libres de generar electricidad con medios renovables si lo creen conveniente, aprovechando las tarifas fijadas y sin sanción alguna en caso de no hacerlo. Lo más importante es que, sin importar el tamaño de la central, todas las empresas generadoras se ven beneficiadas. Esto ayuda a que todas tengan oportunidad de conseguir créditos para invertir e incentivar a que entren nuevos actores al mercado, evitando así que las grandes empresas generadoras de energías no renovables puedan aprovechar su peso y su capital para desplazar a las nuevas.

El principal inconveniente que tiene el método retributivo basado en **feed in tariff** es que el estado interfiere con el libre mercado, al fijar las tarifas específicas para las energías renovables. Aun así, la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency) señaló este método retributivo como la mejor opción para poder generar un desarrollo eficaz y rápido de las energías renovables.

En caso de optar por vender la energía mediante la segunda opción, al mercado de producción de energía eléctrica, la prima a la que se hace referencia consistía en una cantidad adicional al precio del mercado organizado o al precio libremente negociado. Se calculaba de la siguiente forma:

- Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir era la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.
- Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferior o igual al límite inferior, el valor de la prima a percibir era la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora.
- Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir era la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora.
- Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir era cero en esa hora.

La prima de referencia, así como los límites superior e inferior, se determinaban en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenecía la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, disponible en los artículos 35 al 42 del Real Decreto 661/2007.

Adicionalmente, aquellas instalaciones del régimen especial a las que les era exigible el cumplimiento del rendimiento energético y aquellas cogeneraciones con potencia instalada comprendida entre 50 y 100 MW, podían percibir un complemento por eficiencia, aplicable únicamente sobre la energía cedida al sistema a través de la red de transporte o a través de la red de distribución.

Todas las instalaciones acogidas al régimen especial podían recibir un complemento por energía reactiva por mantener unos determinados valores del factor de potencia.

A continuación, y para poder comparar los valores con Reales Decretos posteriores, se muestra el régimen económico de la tecnología solar fotovoltaica según potencia instalada y vida de la instalación:

Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada (c€/kWh)
b.1.1	$P \leq 0,1$ MW	primeros 25 años	44,0381
		a partir de entonces	35,2305
	$0,1 < P \leq 10$ MW	primeros 25 años	41,7500
		a partir de entonces	33,4000
	$10 < P \leq 50$ MW	primeros 25 años	22,9764
		a partir de entonces	18,3811

**Tabla 5. Régimen económico de la tecnología solar fotovoltaica (RD 661/2007)**

Las instalaciones con potencia superior a 50 MW estaban obligadas a negociar libremente en el mercado su producción neta de electricidad. Tenían el derecho a percibir una prima igual a la de una instalación de 50 MW del mismo grupo y subgrupo multiplicada por un coeficiente, descrito en el artículo 45.

Las instalaciones que hubieran elegido ceder la electricidad al sistema, tenían un coste de desvío fijado en el mercado organizado según periodo de programación. Si la instalación no disponía de equipo de medida horaria, estaban exentas del pago del coste de los desvíos.

Otras novedades que incluía este Real Decreto frente al Real Decreto 436/2004 eran tales como la implantación de un aval que debían de satisfacer las instalaciones de régimen especial al solicitar la conexión a la red de distribución y modificaba la cuantía del existente en ese momento para el acceso a la red de transporte. Este aval se fijó en ambos casos en 500 euros/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas y en 20 euros/kW para el resto de instalaciones, siendo devuelto una vez entrara en funcionamiento la instalación.

Asimismo, y con el fin de permitir la máxima integración de energía eólica en nuestro sistema eléctrico, se exigió que los nuevos parques eólicos fuesen capaces de mantenerse conectados a la red ante una caída de tensión en la misma, contribuyendo, al igual que otras tecnologías, a la resolución del problema y a la seguridad y estabilidad del sistema.

Como mejora sustancial frente al marco anterior, se permitía la hibridación, es decir, que las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica utilizasen biomasa como combustible en aquellos periodos que no existe radiación solar. E igualmente, que aquellas instalaciones que utilizasen como combustible cultivos energéticos pudiesen utilizar, por ejemplo, residuos

forestales para compensar periodos de escaso suministro y así garantizar en ambos casos una utilización más eficiente de las plantas y un mayor desarrollo de estas tecnologías.

A efectos de lo establecido en los artículos 17.c y 22, del Real Decreto 661/2007, los objetivos de potencia instalada de referencia que se fijaron según el tipo de instalación o de tecnología fueron:

- Para las instalaciones que usaran la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales, se fijaron 9.215 MW.
- 371 MW para la tecnología solar fotovoltaica y 500 MW para la tecnología solar termoeléctrica.
- Para energía eólica se fijaron 20.155 MW.
- Para tecnología hidráulica de potencia menor o igual a 10 MW se fijaron 2.400 MW.
- Las instalaciones que usaran como combustible los recogidos para los grupos b.6 y b.8, tenían fijada una potencia de 1.317 MW. Las que usaran como combustible los recogidos en el grupo b.7, 250 MW.
- Para las centrales que usaran como combustible principal residuos sólidos urbanos se fijaron 350 MW.

Durante el año 2008 se inició la elaboración de un nuevo Plan de Energías Renovables para su aplicación en el período 2011-2020. Los objetivos se tendrían en consideración para la revisión del régimen retributivo prevista para finales de 2010.

Dado el crecimiento de la potencia instalada experimentado por la tecnología solar fotovoltaica, que superó exponencialmente los objetivos fijados de 371 MW, fue necesaria la implantación de un nuevo Real Decreto para modificar la retribución de la actividad en la generación de energía eléctrica mediante la tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007.



### 3.2. Real Decreto 1578/2008

El crecimiento de la potencia instalada de la tecnología solar fotovoltaica a partir de la aprobación del Real Decreto 661/2007 fue muy superior al esperado. El objetivo de potencia instalada fotovoltaica para 2010 superó el 85 por ciento en el verano de 2007 y alcanzó los 1.000 MW en mayo del año 2008.

Estaba claro que la expansión en la tecnología fotovoltaica era cada vez más rápida. El punto álgido fue el verano del 2008, registrando en septiembre una capacidad total inscrita superior a 3.000 MW. El **boom fotovoltaico** al que hacíamos referencia anteriormente en el punto 1.2.1, y que podemos observar en el gráfico 4 de este documento, dejaba sin respuesta al mundo entero ya que carecía de precedentes.

Uno de los factores que motivaron este hecho fue la excesiva tarifa fotovoltaica. Pero es un error atribuir a este dato la responsabilidad principal ya que, si prestamos atención al periodo comprendido entre los Reales Decretos 436/2004 y 661/2007, observaremos que la retribución para las instalaciones fotovoltaicas más comunes se mantuvo justo por debajo de los 45 c€/kWh desde inicios de 2006. Por lo tanto, responsabilizar únicamente a las tarifas es pasar por alto el hecho de que el **boom fotovoltaico** tardara en arrancar prácticamente dos años (o más, si se tiene en cuenta que las tarifas fotovoltaicas del Real Decreto 436/2004 apenas eran inferiores).

Se hizo necesaria una modificación para la tecnología solar fotovoltaica con respecto al, en aquel momento, vigente Real Decreto 661/2007 para que se pudiese dar continuidad y expectativas a las inversiones realizadas. Se consideró necesaria la racionalización de la retribución ya que, así como una retribución insuficiente harían inviables las inversiones, una retribución excesiva podría repercutir de manera significativa en los costes de nuestro sistema eléctrico.

En el Real Decreto 1578/2008, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica, aprobado el 26 de septiembre de 2008, se modificaba el régimen económico a la baja, siguiendo la evolución esperada de la tecnología, con una perspectiva a largo plazo. El método retributivo siguió siendo el mismo, basado en **feed in tariff**.

El nuevo régimen económico pretendía también reconocer las ventajas ofrecidas por las instalaciones integradas en edificios, ya fuese en fachadas o sobre cubiertas, por sus ventajas como generación distribuida.



### **3.2.1. Desarrollo del Real Decreto 1578/2008**

El Real Decreto 1578/2008 incluía a todas aquellas instalaciones que obtuvieran su inscripción definitiva con posterioridad al 29 de septiembre del 2008. Se elevó el objetivo de potencia anual fotovoltaica instalada.

Además, con el fin de controlar el crecimiento del sector, se estableció un sistema de convocatorias trimestrales, cuyo grado de éxito en satisfacer el cupo de la nueva capacidad fotovoltaica admitida determinaría el precio del kWh que percibirían los proyectos inscritos. Para poder ajustar las solicitudes de las nuevas instalaciones y el cupo de potencia para cada convocatoria, se creó el Registro de preasignación de retribución. Este mecanismo pretendía un descenso interanual de las tarifas del 10%. Hay que recordar que para las plantas en activo en ese momento, la tarifa inicial percibida se actualizaba durante 25 años.

La entrada en vigor del Real Decreto 1578/2008, con su estricto cupo y el descenso asociado de las tarifas, junto con los efectos económicos de la crisis en esa época, frenaron en seco la expansión de la capacidad fotovoltaica.

Las instalaciones, pertenecientes al subgrupo b.1.1 del artículo 2 del anterior Real Decreto 661/2007, se clasificaban en dos tipos:

- **Tipo I**

Instalaciones ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, o ubicadas en instalaciones de estructuras fijas de soporte:

Tipo I.1  $\rightarrow P \leq 20\text{MW}$

(Potencia base para el primer año 26,7/m MW)

Tipo I.2  $\rightarrow P > 20\text{MW}$

(Potencia base para el primer año 240,3/m MW)

$m$  = número de convocatorias por año (anexo III  $\rightarrow m = 4$ )

- **Tipo I**

Instalaciones no incluidas en el tipo I.

(Potencia base para el primer año 133/m MW).

En cada convocatoria de inscripción en el Registro de preasignación de retribución se establecían unos cupos de potencia por tipo y subtipo constituidos por las potencias base y, en su caso, potencias adicionales traspasadas o incorporadas. La asignación de la retribución se realizaba desde las fechas más antiguas hasta ser cubierto el cupo de potencia previsto.

Para evitar las prácticas especulativas con los derechos de instalación, se exigieron, al igual que en Real Decreto 661/2007, unos avales por una cuantía de 50€/kW para tipo I.1 y de 500€/kW para tipo I.2. A la hora de inscribir un proyecto en el Registro de preasignación de retribución, la potencia máxima de la instalación no podía superar los 2MW para tipo I o los 10MW para tipo II.

De acuerdo con lo previsto en el anexo III, la primera convocatoria de inscripción en el Registro de preasignación de retribución correspondería al primer periodo temporal de 2009. Las tarifas para una convocatoria n se calculaban en función de la convocatoria n-1:

- Si la potencia pre-registrada por una instalación en la convocatoria n-1 era mayor del 75% del cupo de potencia para esa misma convocatoria, entonces la tarifa asociada a la convocatoria n era:

$$T_n = T_{n-1} [(1 - A) (P - P_0) / (0,25 \cdot P) + A]$$

Siendo A el factor 0,91/m y m el número de convocatorias anuales.

- Si por el contrario la potencia pre-registrada era menor del 75%, la tarifa asociada a la convocatoria n era:

$$T_n = T_{n-1}$$

De esta forma quedaron, durante los años siguientes, las tarifas por convocatoria y la evolución de los cupos de potencia de la siguiente manera:

Número de convocatoria	CUPO MW			Tarifa c€/kWh		
Tipo	I.1	I.2	II	I.1	I.2	II
4ª/2011	7,182	68,014	35,213	27,37	19,31	12,49
3ª/2011	7,203	67,979	44,924	28,12	19,83	13,03
2ª/2011	7,163	67,846	40,450	28,87	20,37	13,45
1ª/2011	7,090	67,185	40,869	31,35	27,88	25,16
4ª/2010	6,537	60,401	52,288	33,08	29,47	26,57
3ª/2010	6,675	61,640	52,105	33,96	30,33	27,28
2ª/2010	6,653	61,439	51,339	34,38	31,14	28,06
1ª/2010	6,016	62,522	50,894	34,93	32,02	28,87
4ª/2009	6,675	60,075	85,615	35,66	33,56	30,50
3ª/2009	6,675	60,075	89,512	35,66	33,56	31,37
2ª/2009	6,675	60,075	94,552	35,66	33,56	32,22
1ª/2009	6,675	60,075	90,552	35,66	33,56	33,56

**Tabla 6. Evolución de cupos y tarifas por convocatoria**

Las condiciones económicas que fijó el Real Decreto 1578/2008 no provocaron una severa reducción de la rentabilidad de las instalaciones, debido al descenso de los precios de los módulos.

El mecanismo elegido en la propuesta de este Real Decreto fue, como comentábamos anteriormente, el sistema de **feed in tariff**, pero con la particularidad de adoptar una tarifa que incentivase a revelar a los titulares los verdaderos costes de la tecnología, siguiendo una evolución gradual de la tarifa según la evolución real que experimentase la demanda de los módulos fotovoltaicos.

Si durante dos convocatorias consecutivas no se alcanzaba el 50 por ciento del cupo de potencia para un tipo o subtipo, la tarifa se incrementaría para la convocatoria siguiente en el mismo porcentaje que se reduciría si se cubriera el cupo, siendo necesario que durante dos convocatorias adicionales no se volviera a alcanzar el 50 por ciento del cupo para realizar un nuevo incremento. Su fin era incentivar el desarrollo de la tecnología fotovoltaica, sin caer en el estancamiento tecnológico que se produciría en un sistema excesivamente beneficioso y desincentivador.

La tarifa regulada de las instalaciones del subtipo I.1 no podía ser nunca inferior a la tarifa regulada de las instalaciones del subtipo I.2.

A continuación, comparamos la evolución de la prima fotovoltaica equivalente (miles de €) con la tarifa eléctrica para esta tecnología (c€/kWh):

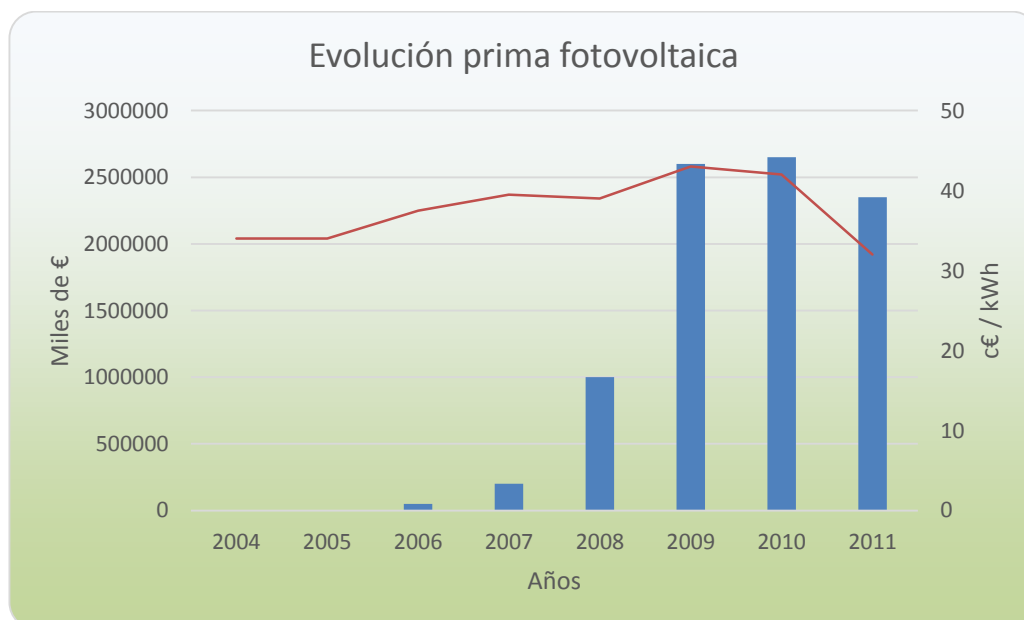


Gráfico 6. Evolución de la prima fotovoltaica equivalente

En este gráfico se puede ver como el alto coste del kWh fotovoltaico provoca que el peso de la prima equivalente asociada sea demasiado elevado. Los datos fueron recogidos y publicados por Red Eléctrica Española.

Algunos promotores, con la colaboración de instancias administrativas, intentaron el fraude con la modificación de la fecha de inicio de actividad de las plantas fotovoltaicas para así poderse acoger a las mejores condiciones económicas del anterior Real Decreto 661/2007. A finales de 2008, la CNE comenzó una campaña de inspección que, en julio de 2009, llegó a extenderse a las plantas sujetas al Real Decreto 1578/2008, donde también se sospechaban irregularidades administrativas.

Para reforzar el apoyo legal a esta campaña, el Ministerio de Industria hizo público un borrador de Real Decreto en enero de 2009, aunque no llegó a publicarse hasta el 5 de agosto del año siguiente. El Real Decreto 1003/2010 creó en el seno del Registro estatal del régimen especial una sub-sección singular, la de instalaciones sin retribución primada.

Las plantas irregularmente acogidas al Real Decreto 661/2007 que voluntariamente renunciaban a este régimen económico, ni tendrían que reintegrar la prima recibida hasta ese momento ni serían sancionados. A mediados del año 2011, el Ministerio de Industria publicó la noticia de que, tras haber admitido muchas de las alegaciones formuladas a la suspensión cautelar de la tarifa, la potencia considerada irregular podía estimar en aproximadamente algo menos de 100 MW.

## **4. Real Decreto 413/2014**

Medidas que se adoptaron posteriormente en el sector energético y que afectaron a los métodos retributivos que se encontraban en vigor:

- El Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se reguló la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.
- El Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecieron medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del Sector Eléctrico.
- El Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se llevó a cabo la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- El Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, por el que se tomaron medidas urgentes en el sistema eléctrico y financiero.

En este contexto, con la necesidad de garantizar una sostenibilidad financiera en el sistema eléctrico y de revisar el marco regulatorio que permita una mejor adaptación a los acontecimientos que definen la realidad del sector, se aprueba el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Supone una importante medida en este ámbito dentro del proceso de reforma del Sector Eléctrico, puesto que incorpora un mandato al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Los principios enunciados en este Real Decreto-ley son posteriormente integrados en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y desarrollados ahora en el presente Real Decreto.

Ambas normas recogen uno de los principios fundamentales de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el artículo 30.4, por el que los regímenes retributivos que se articulen deben permitir a este tipo de instalaciones cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable sobre el conjunto del proyecto.

Por lo tanto, con este nuevo marco del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por:

- Un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión.
- Un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

Al calcular tanto la retribución a la inversión como la retribución a la operación tendremos en cuenta, para una instalación tipo, los ingresos estándar por la venta de la energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada.

En ningún caso, se tendrán en consideración aquellos costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español. Del mismo modo, sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

#### **4.1. Disposiciones generales del Real Decreto 413/2014**

El objeto del nuevo real decreto es la regulación del nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, tanto para las instalaciones existentes como para las nuevas instalaciones que se puedan promover en el futuro. Sustituye a los derogados Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

El ámbito de aplicación del nuevo Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, alcanza a todas las instalaciones a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, sin diferenciar en la potencia de producción. Están clasificadas en categorías, grupos y subgrupos, de la siguiente manera:

- **Categoría a**

Productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de energía eléctrica a partir de energías residuales.

<b>Grupo a.1</b> Central de cogeneración	<b>Subgrupo a.1.1</b> Combustible gas natural
	<b>Subgrupo a.1.2</b> Combustible principal derivados del petróleo o carbón
	<b>Subgrupo a.1.3</b> Resto de cogeneraciones
<b>Grupo a.2</b> Central que utilice energías residuales procedente de otra instalación, máquina o proceso cuyo fin no fuese la producción de energía eléctrica y/o mecánica	

**Tabla 7. Clasificación categoría a (RD 413/2014)**

- **Categoría b**

Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles.

<b>Grupo b.1</b> Energía solar	<b>Subgrupo b.1.1</b> Tecnología fotovoltaica
	<b>Subgrupo b.1.2</b> Tecnología termosolar
<b>Grupo b.2</b> Energía eólica	<b>Subgrupo b.2.1</b> Instalaciones ubicadas en tierra
	<b>Subgrupo b.2.2</b> Instalaciones ubicadas en espacios marinos (tanto aguas interiores como mar territorial)
<b>Grupo b.3</b> Energía primaria la geotérmica, hidrotérmica, aerotérmica, la de las olas, la de las mareas, las de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas	
<b>Grupo b.4</b> Energía hidroeléctrica con potencia no superior a 10 MW	<b>Subgrupo b.4.1</b> Centrales construidas con uso exclusivo hidroeléctrico
	<b>Subgrupo b.4.2</b> Centrales construidas en infraestructuras existentes o dedicadas a otro uso distinto al hidroeléctrico
<b>Grupo b.5</b> Energía hidroeléctrica con potencia superior a 10 MW	<b>Subgrupo b.5.1</b> Centrales construidas con uso exclusivo hidroeléctrico
	<b>Subgrupo b.5.2</b> Centrales construidas en infraestructuras existentes o dedicadas a otro uso distinto al hidroeléctrico

<b>Grupo b.6</b> Combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, actividades agrícolas, ganaderas o de jardines, aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en masas forestales y espacios verdes	
<b>Grupo b.7</b> Combustible principal biolíquido, producido por biomasa, o biogás	<b>Subgrupo b.7.1</b> Combustible principal biogás de vertederos controlados
	<b>Subgrupo b.7.2</b> Combustible principal biolíquido, producido por biomasa, o biogás no incluido en el subgrupo anterior
<b>Grupo b.8</b> Combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal	

**Tabla 8. Clasificación categoría b (RD 413/2014)**

- **Categoría c**

Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos no contemplados en la categoría b, instalaciones que utilicen combustibles de los grupos b.6, b.7 y b.8 cuando no cumplan con los límites de consumo establecidos para los citados subgrupos e instalaciones que utilicen licores negros.

<b>Grupo c.1</b> Combustible principal residuos domésticos y similares
<b>Grupo c.2</b> Combustible principal otros residuos no contemplados en el grupo anterior, combustibles de los grupos b.6, b.7 y b.8 cuando no cumplan con los límites de consumo establecidos para los citados subgrupos, licores negros y centrales acogidas al grupo c.3 del anterior Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo
<b>Grupo c.3</b> Centrales acogidas al grupo c.4 del anterior Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, que utilicen como combustible productos de explotaciones mineras no aptas para generación eléctrica debido a su elevado contenido en azufre o cenizas

**Tabla 9. Clasificación categoría c (RD 413/2014)**

A tales efectos, el presente Real Decreto considera como combustible principal aquel que suponga, como mínimo, el 70% de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.



La potencia instalada será la potencia activa máxima que puede alcanzar una unidad de producción y vendrá determinada por la potencia menor de las especificadas en su placa de características. Para instalaciones fotovoltaicas, la potencia instalada será la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación.

El actual Real Decreto también engloba a las instalaciones híbridas, instalaciones que emplean varios combustibles o tecnologías. El régimen retributivo específico solo será aplicable a las instalaciones híbridas incluidas en uno de los siguientes tipos:

- **Hibridación tipo 1**

Aquella instalación que incorpore dos o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.8 y los licores negros del grupo c.2, y que en su conjunto supongan en cómputo anual, como mínimo, el 90% de la energía primaria utilizada medida por sus poderes caloríficos inferiores.

- **Hibridación tipo 2**

Aquella instalación del subgrupo b.1.2 que incorpore adicionalmente uno o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7 y b.8.

En caso de la hibridación tipo 1, la inscripción en los registros de régimen retributivo específico y de instalaciones de producción de energía eléctrica, se hará en el grupo del combustible mayoritario, indicando el resto de combustibles usados.

En caso de la hibridación tipo 2, la inscripción se hará en el subgrupo b.1.2, indicando el resto de combustibles usados.

En el contrato técnico que se suscribirá entre los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del presente Real Decreto y la empresa distribuidora correspondiente, será de condición obligatoria reflejar los siguientes aspectos:

- Puntos de conexión y medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.
- Características cualitativas y cuantitativas de la energía cedida y, en su caso, de la consumida, especificando la potencia y las previsiones de producción, venta y consumo.
- Causas de rescisión o modificación del contrato.
- Condiciones de explotación de la conexión, así como las circunstancias en las que se considere la imposibilidad técnica de absorción por parte de la red de la energía generada.

Los titulares de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del presente Real Decreto, conforme a lo establecido en la Ley 24/2013, tendrán las siguientes obligaciones:

- Todas las instalaciones de producción con potencia instalada superior a 5 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación. En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, el límite de potencia será de 0,5 MW. Anteriormente, el límite se encontraba, bajo la vigencia del Real Decreto 661/2007, en 10 MW ó 1 MW en los territorios no peninsulares.
- Todas las instalaciones de producción con potencia instalada superior a 1 MW deberán enviar telemidas al operador del sistema, en tiempo real.
- Todas las instalaciones de producción con potencia instalada superior a 2 MW estarán obligadas al cumplimiento de los requisitos frente a huecos de tensión establecidos mediante el procedimiento de operación correspondiente.

Estas obligaciones serán necesarias para la percepción del régimen retributivo. En caso contrario, sólo se percibirán los ingresos correspondientes a la participación de la instalación en el mercado de producción.

En lo relativo al servicio de ajuste de control del factor de potencia, todas las instalaciones deberán mantenerse dentro del rango indicado en el anexo III del presente Real Decreto. Dicho rango podrá ser modificado, con carácter anual, a propuesta del operador del sistema, debiendo encontrarse siempre entre los valores 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. El incumplimiento de la norma conllevará el pago de una penalización.

Las instalaciones de producción con potencia instalada igual o superior a 5 MW, ó 0,5 MW en los territorios no peninsulares, deberán seguir las instrucciones que puedan ser dictadas por el operador del sistema para la modificación del rango de factor de potencia. Adicionalmente, podrán participar de forma voluntaria en el servicio de ajuste de control de tensión aplicable a los productores.

Todas las instalaciones de producción de energía eléctrica estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación bien directamente o a través de un representante. Las ofertas de venta para las instalaciones incluidas en el presente real decreto se harán de acuerdo con la mejor previsión posible con los datos disponibles o con el perfil horario de producción para dichas instalaciones, incluido en el anexo IV del presente Real Decreto.

La potencia que tendremos en cuenta para la instalación será la que se utilice para su participación en el mercado. Las liquidaciones correspondientes a las instalaciones por la participación en el mercado se realizarán de forma mensual por parte del operador del mercado y del operador del sistema.

Las instalaciones podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema que se establezcan siempre y cuando exista una habilitación previa del operador del sistema y el valor mínimo de las ofertas sea de 10 MW, pudiendo alcanzarse este valor como oferta agregada de varias instalaciones.

La Secretaría de Estado de Energía, a propuesta del Operador del Sistema, será la encargada de aprobar las pruebas de habilitación para participar en los servicios de ajustes del sistema

## **4.2. Régimen retributivo**

El cambio del régimen retributivo de las instalaciones renovables comenzó con el Real Decreto-ley 9/2013. Esta norma fijó las bases del nuevo sistema para el Sector Eléctrico, que fueron refrendadas en la Ley 24/2013.

El régimen retributivo aplicable hasta entonces se basaba en la remuneración por cada kWh producido. Cada tecnología tenía una retribución por la energía producida, retribución que hasta febrero de 2013 podía consistir en una tarifa regulada o en la suma del precio de venderla al mercado y una determinada prima. Posteriormente, a partir de febrero de 2013, con la entrada en vigor del Real Decreto-ley 2/2013, se eliminó la prima y quedó la tarifa como única vía de retribución.

El nuevo sistema cambia de forma radical el régimen retributivo. No se retribuye en función de la electricidad generada, sino que lo hace por la inversión y, en su caso, por los costes de operación. El régimen retributivo del actual Real Decreto 413/2014 se basa en la necesaria participación en el mercado de la instalación, complementado con un régimen retributivo específico que será aplicado a las instalaciones que no logren alcanzar el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable.

Para determinar el régimen retributivo específico, se establecerá una clasificación de instalaciones tipo en función de la tecnología, la potencia instalada, la antigüedad, el sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria. Cada instalación, en función de sus características, tendrá asignada una instalación tipo.

A la hora de tener en cuenta la potencia de la instalación para el criterio en el régimen retributivo específico, debemos saber que formarán parte de un conjunto de instalaciones aquellas que cumplan los criterios expuestos a continuación:

- **Categoría a**

Tener en común al menos un consumidor de energía térmica útil o que la energía residual provenga del mismo proceso industrial, y diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva no sea superior a 60 meses.

- **Grupos b.1, b.2 y b.3**

Conexión en un mismo punto de red de distribución o transporte, y diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva no sea superior a 36 meses. En caso de cumplirse estos dos criterios, se entiende que existe continuidad si la separación entre cada elemento no supera los 500 metros para las instalaciones del grupo b.1 o si la distancia entre aerogeneradores es inferior a 2.000 metros en caso del subgrupo b.2.1.

- **Grupos b.4 y b.5**

Misma cota altimétrica de toma y desagüe dentro de una misma ubicación, y diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva no superior a 60 meses.

- **Grupos b.6, b.7 y b.8 y categoría c**

Conexión en un mismo punto de red de distribución o transporte, diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva no sea superior a 60 meses y, en caso de cogeneración, las que tengas en común al menos un consumidor de energía térmica útil.

Los periodos regulatorios serán consecutivos y tendrán una duración de seis años. Cada periodo regulatorio se divide en dos semiperiodos regulatorios de tres años. Al finalizar cada uno de ellos podrán revisarse ciertos parámetros como el coste del combustible y el precio del mercado.

Al finalizar cada periodo regulatorio, es decir, cada seis años, todos los parámetros podrán ser revisados. Únicamente se mantendrán sin variar el valor de la inversión y el valor de la duración de la vida útil regulatoria. También podrán ser revisadas las estimaciones de ingreso estándar de las instalaciones tipo por la venta de energía valorada al precio del mercado. Como resultado de estas revisiones, se podrán eliminar o incorporar nuevos tipos de instalaciones a los que resulte de aplicación la retribución a la operación.

Además, anualmente se podrá revisar la retribución a la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

El primer período regulatorio está establecido entre el 14 de julio de 2013 y el 31 de diciembre de 2019. Y el primer semiperíodo, entre el 14 de julio de 2013 y el 31 de diciembre de 2016.

#### **4.2.1. Retribución a la inversión**

El valor de la retribución a la inversión de la instalación tipo por unidad de potencia será calculado, en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, de forma que permita compensar los costes de inversión que aún no hayan sido recuperados y que no podrán ser recuperados mediante los ingresos de explotación previstos para el periodo de vida útil regulatoria que le queda a la instalación. Los ingresos de explotación incluirán los ingresos pertenecientes a la venta de la energía en el mercado diario e intradiario y, en su caso, los ingresos de la retribución a la operación y las ayudas públicas u otros ingresos derivados de la explotación.

Según la Orden IET/1045/2014, la vida útil regulatoria para una instalación fotovoltaica es de 30 años. La retribución a la inversión en el año 'a' del semiperíodo 'j' se calculará de la siguiente manera:

$$Rinv_{j,a} = C_{j,a} \cdot VNA_{j,a} \cdot \frac{t_j \cdot (1 + t_j)^{VRj}}{(1 + t_j)^{VRj} - 1}$$

Siendo:

- **$C_{j,a}$**  el coeficiente de ajuste de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año 'a' para el semiperíodo regulatorio 'j' expresado en tanto por uno.
- **$VNA_{j,a}$**  el valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperíodo regulatorio 'j' para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año 'a' expresado en €/MW.
- **$t_j$**  la tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable establecida para el semiperíodo regulatorio 'j', expresada en tanto por uno.
- **$VRj$**  la vida residual de la instalación tipo, entendida como el número de años que le faltan al inicio del semiperíodo regulatorio 'j' a la instalación tipo para alcanzar su vida útil regulatoria.

#### **4.2.2. Retribución a la operación**

El valor de la retribución a la operación por unidad de energía de la instalación tipo será calculado, en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, de tal forma que, adicionada a la estimación de los ingresos de explotación por unidad de energía generada, iguale a los costes estimados de explotación por unidad de energía generada de dicha instalación tipo.

Los valores de la retribución a la operación serán aprobados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo. Se establecerán también el número de horas equivalentes de funcionamiento máximas para las que cada instalación tendrá derecho a percibir dicha retribución.

Los ingresos anuales percibidos por el régimen retributivo específico, tanto para la retribución a la inversión como para la retribución a la operación, podrán ser reducidos si la instalación no cumple con el mínimo número de horas equivalente de funcionamiento en dicho año. Y serán nulos si no supera el umbral de funcionamiento.

#### **4.2.3. Otros conceptos retributivos**

Las instalaciones susceptibles de ser proyectadas en territorios no peninsulares podrán percibir el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación y será de aplicación durante toda su vida útil regulatoria. El valor del incentivo será revisado en cada semiperiodo regulatorio y en el caso de resultar negativo se tomará como valor cero. También se harán convocatorias de ayudas públicas, sin perjuicio alguno sobre el régimen retributivo específico.

Adicionalmente al régimen retributivo específico, las instalaciones que hayan participado en los servicios de ajuste del sistema percibirán la retribución establecida en la normativa de aplicación correspondiente.

Para cada año del semiperiodo regulatorio, se calculará una estimación del precio de mercado según la media aritmética de las cotizaciones de los contratos. A cada instalación tipo se le establecen dos límites superiores LS1 y LS2, siendo LS1 menor que LS2, y dos límites inferiores LI1 y LI2, siendo LI1 mayor que LI2, en torno al precio estimado del mercado considerado en el cálculo de los parámetros retributivos.

Cuando el precio medio anual del mercado diario e intradiario se encuentre fuera de los límites establecidos, se generará un saldo anual positivo o negativo llamado valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado (Vajdm).

<b>PRECIO DEL MERCADO</b>	SISTEMA	Límite superior 2
	50%	Límite superior 1
		Precio estimado
	50%	Límite inferior 1
	SISTEMA	Límite inferior 2

**Tabla 10. Ajuste por desviación en el precio del mercado**

El titular asumirá los impactos positivos o negativos del precio del mercado siempre y cuando se mantenga en la franja entre el límite inferior 1 y el límite superior 1. En caso de que el precio del mercado se sitúe entre los dos límites inferiores, o entre los dos límites superiores, los impactos serán compartidos al 50% entre el titular y el sistema. Y si el precio del mercado se sitúa por encima del límite superior 2, o por debajo del límite inferior 2, será el sistema el que asuma el impacto positivo o negativo de tales circunstancias. Los ajustes se realizarán en los siguientes periodos.

El valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado se calculará, para el año 'i' del semiperiodo regulatorio 'j' y en función del número de horas de funcionamiento de la instalación, de la siguiente manera:

- Precio medio anual del mercado diario e intradiario superior a LS2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LS1_{i,j} - LS2_{i,j}) + Nh_{i,j} \cdot (LS2_{i,j} - Pm_{i,j})$$

- Precio medio anual del mercado diario e intradiario situado entre LS1 y LS2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LS1_{i,j} - Pm_{i,j})$$

- Precio medio anual del mercado diario e intradiario mayor que LI1 y menor que LS1:

$$Vajdm_{i,j} = 0$$

- Precio medio anual del mercado diario e intradiario situado entre LI1 y LI2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LI1_{i,j} - Pm_{i,j})$$

- Precio medio anual del mercado diario e intradiario inferior a LI2:

$$Vajdm_{i,j} = Nh_{i,j} \cdot 0,5 \cdot (LI1_{i,j} - LI2_{i,j}) + Nh_{i,j} \cdot (LI2_{i,j} - Pm_{i,j})$$

El precio medio anual del mercado diario e intradiario será calculado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Se publicará anualmente antes del 30 de enero del siguiente año.

La percepción de régimen retributivo específico para las instalaciones híbridas vendrá definido por las pautas marcadas en el anexo IX del Real Decreto 413/2014. Se calculará en función de la energía proveniente de cada una de las fuentes renovables o de los combustibles principales:

- **Hibridación tipo 1**

$$Ing_{Ro} = \sum_1^i Ro_i \cdot E_{ri}$$

Siendo:

**E<sub>ri</sub>** la energía eléctrica vendida en el mercado de producción generada a partir del uso del combustible 'i' de los grupos b.6, b.8 y los licores negros.

**Ro<sub>i</sub>** la retribución a la operación de la instalación para el combustible 'i' de los grupos b.6, b.8 y los licores negros.

- **Hibridación tipo 2**

$$Ing_{Ro} = \sum_1^i Ro_i \cdot E_{bi} + Ro_s \cdot E_{rs}$$

Siendo:

**E<sub>rs</sub>** la energía eléctrica vendida en el mercado de producción generada a partir del recurso solar.

**E<sub>bi</sub>** la energía eléctrica vendida en el mercado de producción generada a partir del uso del combustible 'i' de los grupos b.6, b.7 y b.8.

**Ro<sub>i</sub>** la retribución a la operación de la instalación para el combustible 'i' de los grupos b.6, b.7 y b.8.

**Ro<sub>s</sub>** la retribución a la operación de la instalación correspondiente al subgrupo b.1.2.

De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 413/2014, las instalaciones de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica que hubieran resultado inscritas en el registro de preasignación de retribución del Real Decreto 1578/2008, podrán percibir régimen retributivo específico si el régimen económico primado estaba reconocido con fecha posterior al límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007 para dicha tecnología.



Se adquiere el derecho a percibir el régimen retributivo específico desde la fecha más tardía entre el primer día del mes siguiente a la fecha de la autorización de la explotación definitiva de la instalación y el primer día del mes siguiente a la fecha de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. En caso de no percibir el régimen retributivo específico en un año natural completo, los ingresos correspondientes a se calcularán de forma proporcional al periodo en el que se produzca el devengo.

El mayor impacto del Real Decreto 413/2014 se da en su aplicación a las instalaciones ya existentes antes de su entrada en vigor y de la vigencia del Real Decreto-ley 9/2013. Así, la retribución específica que se regula en el actual Real Decreto se asigna también a aquellas instalaciones existentes que tuvieran reconocidas las primas bajo alguna de las dos normas anteriores, el Real Decreto 661/2007 o el Real Decreto 1578/2008, en caso de instalaciones fotovoltaicas, y siempre que no se les hubiera revocado.

#### **4.3. Procedimientos y registros administrativos**

La inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica se divide en dos secciones, siendo la primera para instalaciones con potencia superior a 50MW y la segunda, con potencia igual o inferior a 50MW. A parte de esto, la inscripción sigue constando de una fase previa y de una fase definitiva.

La inscripción en el registro de régimen retributivo específico se realizará en un estado de los siguientes: **estado de preasignación** o **estado de explotación**. La resolución de inscripción en el registro en estado de preasignación otorga al titular el derecho a percibir el régimen retributivo específico.

Es condición necesaria la inscripción con carácter previo en estado de preasignación para poder inscribirse en el registro en estado de explotación. Además, para ello, la instalación debe estar totalmente finalizada en la fecha límite y cumplir los requisitos y las condiciones relativas a sus características establecidas por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

La garantía se constituirá en forma de efectivo o aval prestado por entidades de crédito o sociedades de garantía recíproca. Su objeto será garantizar la inscripción de la instalación en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.

En caso de darse cualquier modificación en la instalación, deberá ser comunicada a la Dirección General de Política Energética y Minas en el plazo máximo de un mes desde que se produzca. En estas modificaciones se incluyen, entre otros, los cambios de denominación,

razón social o domicilio del titular y las fusiones, absorciones o escisiones de sociedades que afecten a la titularidad de las instalaciones.

Si la modificación afecta al derecho de la percepción de régimen retributivo específico, se deberá comunicar mediante el modelo de declaración responsable incluido en el anexo XII del presente Real Decreto, acompañado con un anteproyecto de la modificación realizada.

De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional decimonovena del Real Decreto 413/2014, quedan suprimidos los siguientes registros que afectan a la tecnología fotovoltaica:

- El registro de preasignación de retribución, regulado en el artículo 4 del Real Decreto 1578/2008, de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007 para dicha tecnología.
- El registro de régimen especial sin retribución primada creado en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1003/2010 por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia prevé que la situación del déficit de tarifa cambie radicalmente a finales de este año 2015 y se genere un superávit de tarifa superior a los 1.000 millones de euros. El cambio de esta situación responde a todas las modificaciones y recortes aprobados por el Ministerio de Industria en 2013 sobre las primas a las renovables y la retribución que reciben las eléctricas por sus redes, como consecuencia de la entrada en vigor de los Real Decreto-ley 2/2013 y Real Decreto-ley 9/2013, comentados en este documento, y su aplicación en el actual Real Decreto.

## 5. Comparación con otros países

En nuestro país, pagamos la cuarta electricidad más cara de la Unión Europea. Esto se debe, principalmente, a que durante años hubo un desfase entre el precio que costaba producir la electricidad y lo que se pagaba por ella.

El llamado déficit de tarifa llegó a alcanzar en España los 300.000 millones de euros. A finales del año 2014, esta deuda fue cedida al Fade (Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico). El resultado es que, actualmente, no hay déficit como tal en el balance de las compañías. Pero aún quedan por abonar al Fade 21.000 millones de euros, que se verán satisfechos en los próximos 14 años. Los contribuyentes seguirán pagando por este concepto entre un 6 y un 7% cada mes en su factura de la luz.

La CNE (Comisión Nacional de la Energía) apuntaba en un informe en el año 2013 a que las grandes culpables del déficit de tarifa fueron las primas a las energías renovables.

Sin embargo, si comparamos fuera de nuestro país, durante el **boom fotovoltaico**, los sistemas basados en **feed in tariff** de España y de Alemania pasaron a ser reconocidos a nivel mundial. El primero ya lo conocemos, pero analicemos el segundo para ver las diferencias de un método a otro.

### 5.1. Países de Europa

El sistema alemán establece distintas tarifas para la energía eléctrica inyectada por cada central. Esto dependerá del tamaño de la central, de su ubicación y del tipo de energía que producen. De esta forma, se aseguran que esas tarifas serán respetadas a largo plazo, con períodos fijos. La diferenciación en las tarifas es para evitar que un apoyo desmedido a centrales que no lo necesitarían, ya que terminaría siendo una utilización ineficiente de los recursos. Un ejemplo es el de la energía solar o la geotérmica, que tienen una tarifa más alta, pero para las hidroeléctricas el apoyo será ínfimo.

Otra cosa también interesante del sistema alemán es que las tarifas se van reduciendo de forma progresiva, a razón de un porcentaje cada año. Si se establece una tarifa un año determinado, las centrales que entren el primer año tendrán el 100% de la tarifa. Sin embargo, si entran el segundo sólo optarán al 95% de la misma, y así sucesivamente. Esto también varía según la tecnología de la que se trate, impulsando así el desarrollo de ciertas tecnologías

menos desarrolladas, para que las empresas dedicadas a la fabricación tengan la presión de seguir innovando.

En España las tarifas fueron cambiando año a año, dependiendo de la producción que se tenía, razón por la cual, cuando se llegó a un total de producción de energías renovables aceptable, se dejaron de utilizar las tarifas **feed in tariff**. También tenían tarifas diferenciadas según el tipo de energía y el tamaño de la central, pero en este caso la tarifa se respetaba por un tiempo determinado, sin importar si la central entraba en el primer año o en el segundo.

A lo largo de 2014, fueron varios los países que introdujeron cambios retroactivos en las políticas de apoyo a las energías renovables, y en especial a la fotovoltaica. En Italia por ejemplo, se impuso una reducción de las tarifas **feed in tariff** compensado con un incremento de los años de retribución.

Y será a partir del 1 de abril de 2016 cuando Reino Unido modificará su régimen de **feed in tariff**, suprimiendo las ayudas económicas para parques solares de potencia inferior a 5 MW y eliminando la pre-acreditación en instalaciones superiores a 5 kWp.

Cabe destacar que el sistema **feed in tariff** se ha promulgado y utilizado en una gran cantidad de países europeos. Portugal, Francia, Grecia o, un referente en el aprovechamiento de energías renovables, Dinamarca, son ejemplos de ello.

Un caso diferente es el de Suiza. En mayo de 2008 introdujeron el sistema CFR, que viene a significar ‘Remuneración de los costes de la electricidad inyectada en la Red pública Eléctrica’. En su aplicación se incluye la tecnología hidroeléctrica, la fotovoltaica, la eólica, la geotérmica, la biomasa y la de residuos.

## **5.2. Países del Mundo**

En Estados Unidos existe variedad de sistemas utilizados para la regulación de tarifas eléctricas, dependiendo del Estado en el que nos fijemos. El sistema **feed in tariff**, aplicado en tantos países de Europa, no recibe el mismo grado de atención al otro lado del Atlántico. Sólo algunos Estados como California, Indiana, Virginia o Hawaii lo usan. Además, un gran obstáculo para el desarrollo de este sistema en Estados Unidos proviene de las restricciones federales por parte del FPA (Federal Power Act) y PURPA (Public Utilities Regulatory Policy Act), que quieren impedir la implantación de las tarifas **feed in tariff** que superen los costes evitables de las eléctricas.

El sistema en el que se basan la mayoría de tarifas en el resto del país es el RPS, que se define como una política de libre mercado. Con este método, las eléctricas eligen quien les vende la energía renovable mediante un sistema de pujas.

Aunque existen distintas opiniones acerca de que sistema de tarifas se considera mejor para Estados Unidos, las **feed in tariff** son vistas más como un mecanismo adicional para así cumplir los objetivos RPS.

En el caso de Australia, el sistema que utilizan se asemeja mucho al actual de nuestro país. Este modelo, denominado **Quota System**, no fija tarifas a la energía. Se remunera según el precio del mercado y se reciben ayudas para financiar la instalación y por los costos de la operación, entregando Certificados de Energía Renovable (CER) por cada MWh de energía que se aporte al sistema.

## **6. Impacto del cambio regulatorio sobre distintos paneles Fotovoltaicos**

Tras la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013 y del Real Decreto 413/2014, el día 20 de junio se publicaba la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprobaban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables al nuevo sistema. Esta norma fue la última pieza que completó el nuevo régimen de retribución de estas instalaciones.

A continuación, vamos a comparar, mediante diferentes valores de potencia según su rango, instalaciones tipo pertenecientes a la misma agrupación. Para la potencia producción anual, supondremos que la instalación tiene el rendimiento máximo permitido, es decir, está en funcionamiento el número de horas máximas.

Diferenciaremos también entre si las instalaciones preexistentes afectadas pertenecían al Real Decreto 661/2007 o al 1578/2008, ya que como veremos más adelante hay una gran diferencia. Como en el año 2013 solo aplicaba a un semestre, para la comparación tomaremos en cuenta los valores de 2014.

Por lo tanto, las retribuciones específicas teóricas generadas que tomaremos en cuenta para esta comparación se basarán en lo siguiente:

1. Ingresos teóricos de la instalación tipo según el actual Real Decreto 413/2014, con el uso de los datos de Retribución a la Inversión y de Retribución a la Operación listados en la Orden IET/1045/2014. No se tiene en cuenta el precio del mercado, solamente la parte regulada.
2. Ingresos teóricos de la instalación tipo por su antigua regulación (ya sea del Real Decreto 661/2007 o del 1578/2008). Para ello, usaremos la última tarifa regulada por cada categoría, incluidas en la Orden IET/221/2013. Sobre este precio estaría implícito un cobro por mercado, por lo que para tener la 'prima equivalente' hay que restar a la tarifa regulada el precio medio del mercado en el año 2014 para las instalaciones fotovoltaicas, que fue de 39,15 €/MWh.

Cabe señalar, aunque ya se ha explicado en más de una ocasión durante este trabajo, que la retribución perteneciente a los Reales Decretos derogados se basaba en la producción (€/MWh). Sin embargo ahora, con el nuevo marco, la retribución se compone de un valor por MW instalado y de otro más minoritario por producción.

## 6.1. Instalaciones pertenecientes al Real Decreto 661/2007

Comprende las instalaciones tipo del subgrupo b.1.1 (entre la IT-00001 y la IT-00091) detalladas en el punto 6 del Anexo I incluido en la Orden IET/1045/2014.

La Retribución a la Inversión (€/MW) y la Retribución a la Operación (€/MWh) de estas instalaciones en el año 2014 muestran su grado de amortización antes de la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014 en función de su antigüedad, coste y otros parámetros:

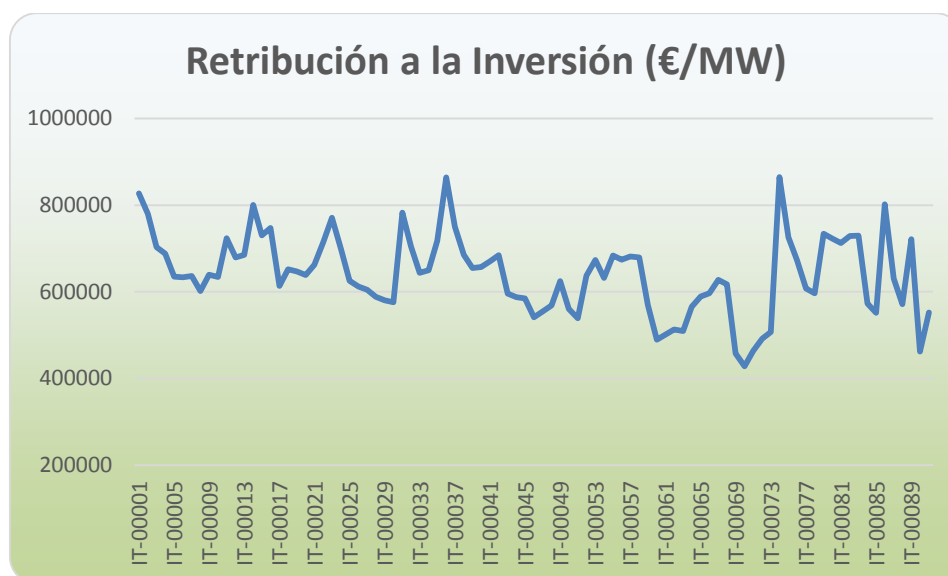


Gráfico 7. Retribución a la Inversión para instalaciones del antiguo Real Decreto 661/2007

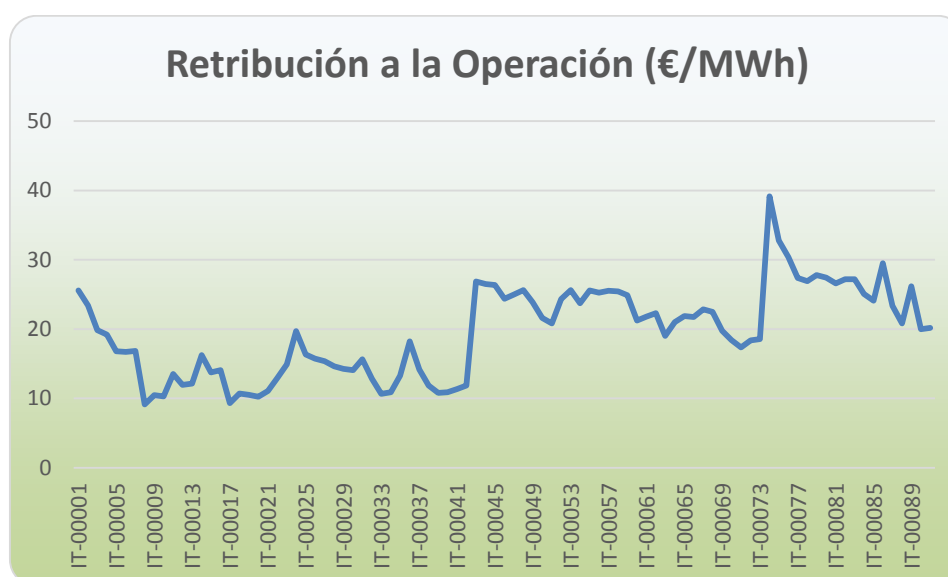


Gráfico 8. Retribución a la Operación para instalaciones del antiguo Real Decreto 661/2007

Vemos que estas instalaciones, la gran mayoría al menos, se mantienen entre valores de 600.000 y 800.000 €/MW para la Retribución a la Inversión. En el caso de la Retribución a la Operación, su valor se ve incrementado conforme avanzamos en las instalaciones tipo y su rango de potencia es mayor, siendo el máximo ingreso por €/MWh igual a 39,155.

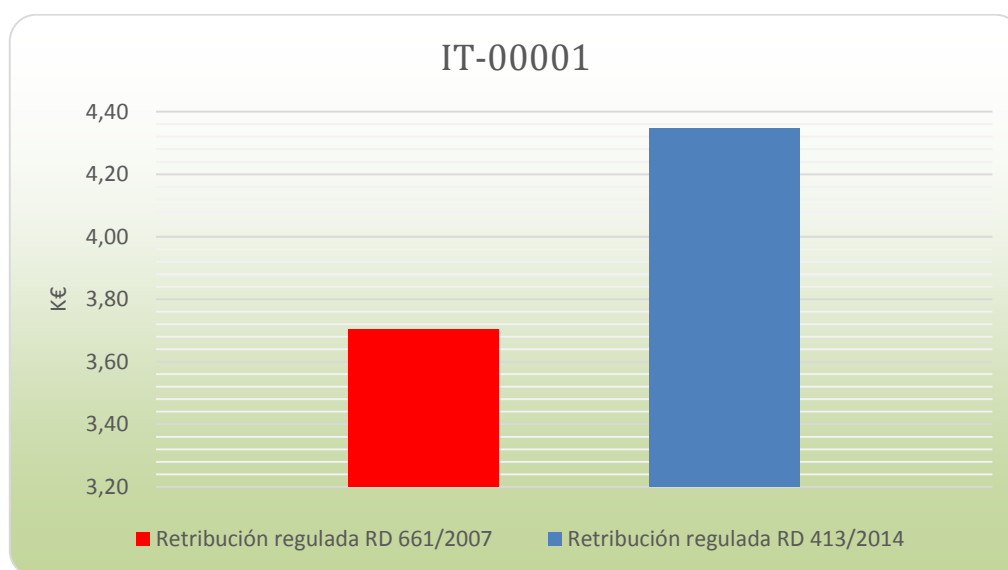
Para el otro valor de ingresos a comparar, usaremos la última tarifa regulada que viene incluida en la Orden IET/221/2013. En este caso, para el Real Decreto 661/2007 tendremos lo siguiente:

Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada (c€/kWh)
b.1.1	$P \leq 0,1$ MW	primeros 30 años	48,8606
	$0,1 < P \leq 10$ MW	primeros 30 años	46,3218
	$10 < P \leq 50$ MW	primeros 30 años	25,4926

**Tabla 11. Régimen económico para instalaciones del RD 661/2007**

Como se puede ver en las gráficas 7 y 8, la instalación tipo 1 tiene valores retributivos más elevados que las primeras instalaciones tipo pertenecientes a la misma agrupación. Por lo tanto, primero vamos a comparar la instalación tipo 1 y la instalación tipo 7, cuya retribución ya no es tan buena, suponiendo una potencia instalada de 5kW para cada una:

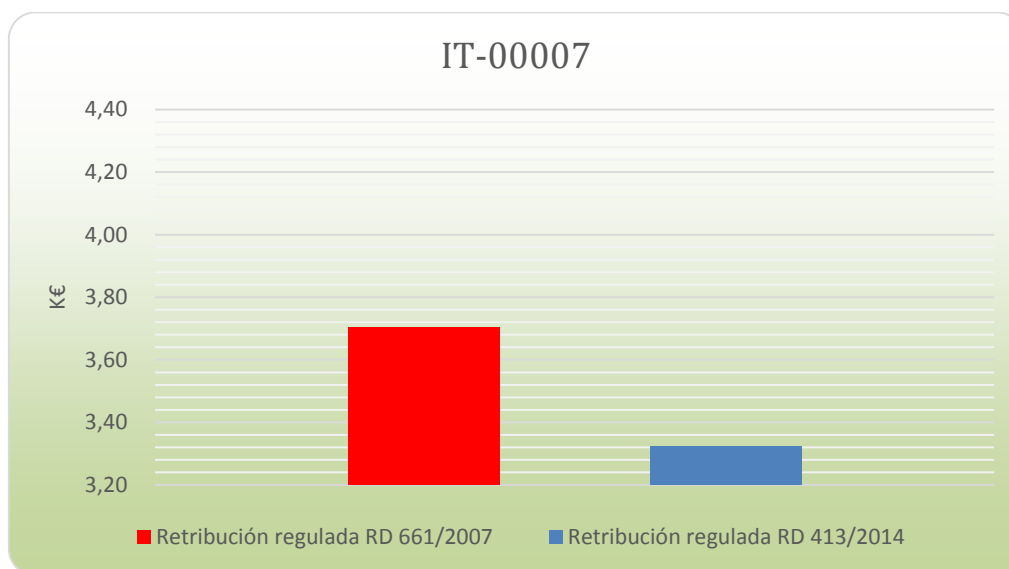
CÓDIGO	POTENCIA	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00001	≤100kW	≤5kW	827.168	25,547	1648



**Gráfico 9. Retribución regulada instalación tipo 1**



CÓDIGO	POTENCIA	AGRUPACIÓN	Rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00007	≤100kW	≤5kW	636.752	16,85	1648



**Gráfico 10. Retribución regulada instalación tipo 7**

La retribución regulada en 2014 es la misma, igual a 3.700 € anuales. Pero como se puede observar, la instalación tipo 1 aumenta su nueva retribución mientras que la instalación tipo 7 en cambio no. En esta diferencia influyen varios factores. Entre ellos, el año de puesta en marcha de la instalación (2003 la IT-00001 y 2009 la IT-00007) y los valores de los costes de explotación para ambas instalaciones, mayores en el caso de la primera.

Esta información viene detallada en el Anexo VIII de la Orden IET/1045/2014, donde también podremos encontrar el valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo, expresada en €/MW, la vida útil regulatoria (para instalaciones fotovoltaicas es de 30 años) y otros valores como los ingresos de venta de la electricidad al Sistema o las horas equivalentes de funcionamiento.

El caso de la instalación tipo 1 es especial, ya que la mayoría de las instalaciones tipo preexistentes pertenecientes al Real Decreto 661/2007 reducen su retribución con el nuevo marco económico, como veremos a continuación.

- **Instalación tipo 17**  
Potencia instalada de 5 kW.

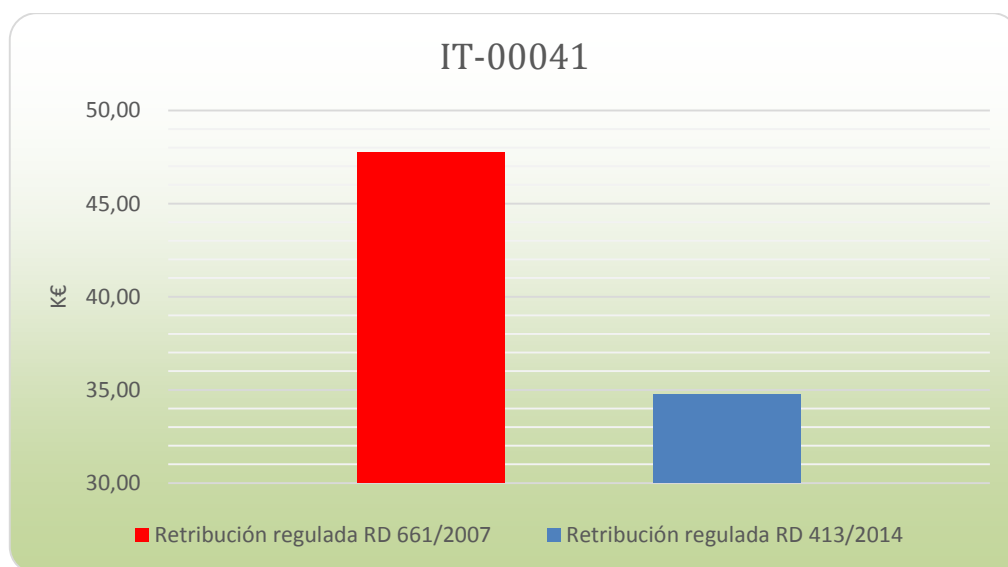
CÓDIGO	POTENCIA	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00017	≤100kW	≤5kW	613.446	9,325	2124



**Gráfico 11. Retribución regulada instalación tipo 17**

- **Instalación tipo 41**  
Potencia instalada de 50 kW.

CÓDIGO	POTENCIA	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00041	≤100kW	5kW<P≤100kW	670.501	11,347	2124

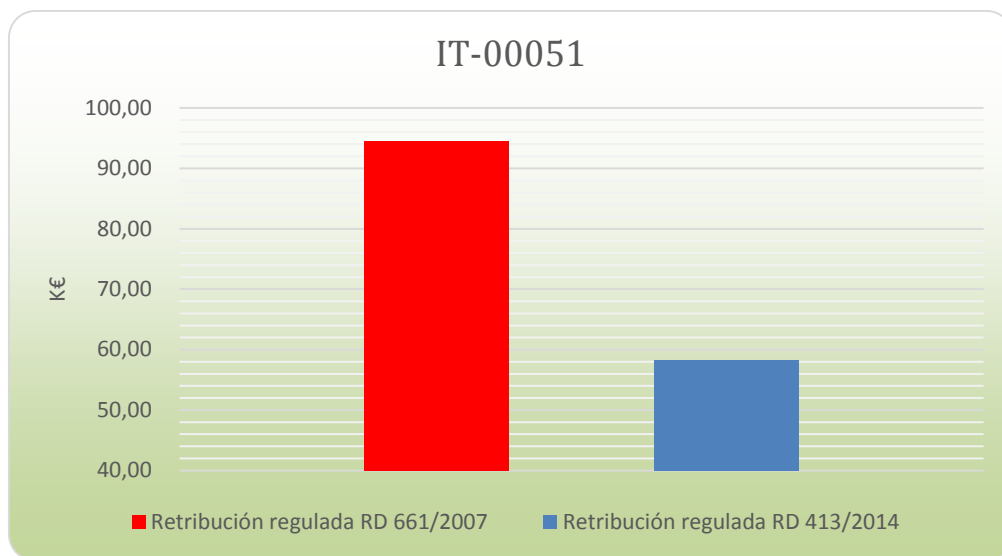


**Gráfico 12. Retribución regulada instalación tipo 41**

- Instalación tipo 51**

Potencia instalada de 100 kW.

CÓDIGO	POTENCIA	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00051	≤100kW	100kW<P≤2MW	538.834	20,813	2102

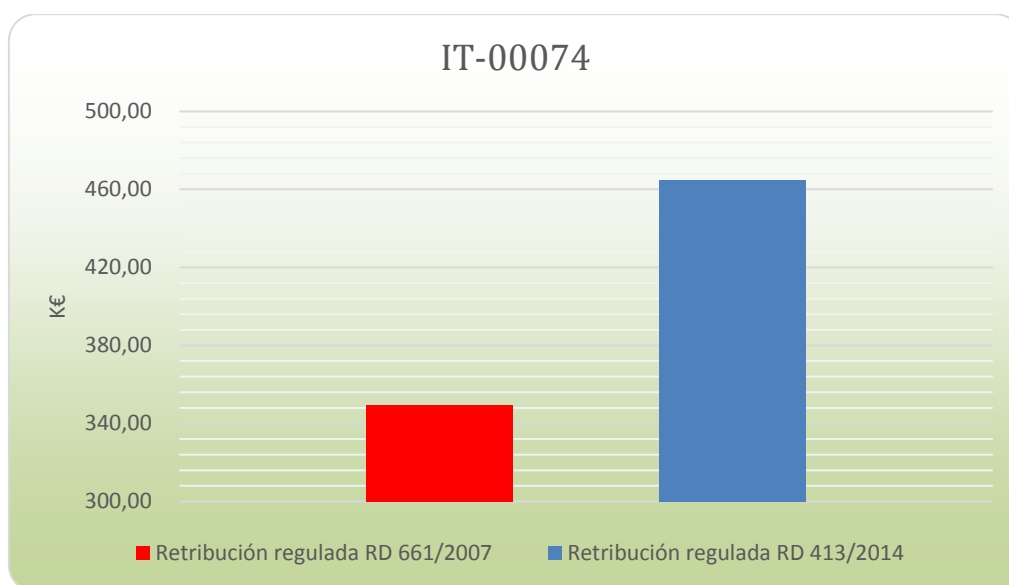


**Gráfico 13. Retribución regulada instalación tipo 51**

- Instalación tipo 74**

Potencia instalada de 500 kW.

CÓDIGO	POTENCIA	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00074	100kW<P≤10MW	100kW<P≤10MW	865.088	39,155	1648

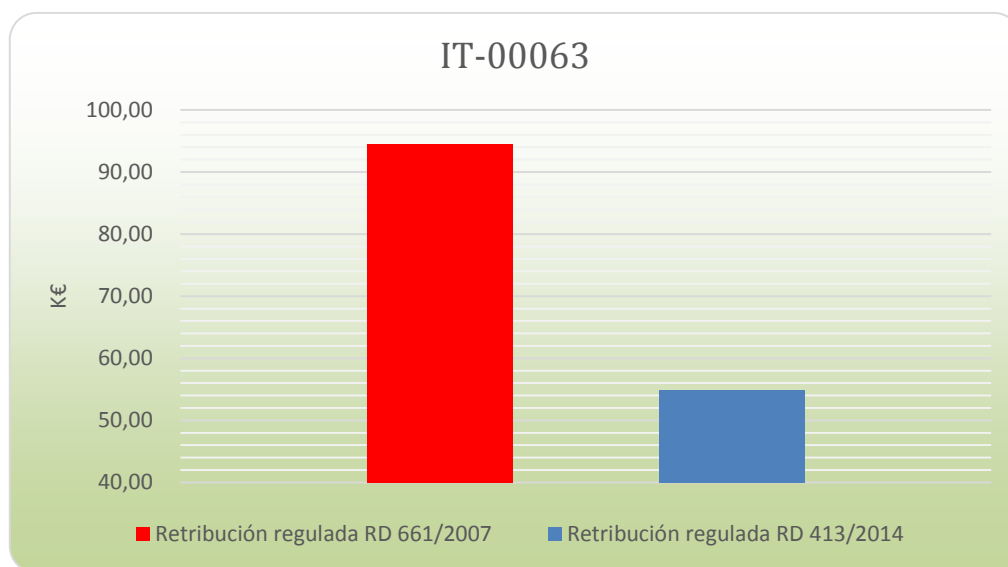


**Gráfico 14. Retribución regulada instalación tipo 74**

- Instalación tipo 63**

Potencia instalada de 100 kW.

CÓDIGO	POTENCIA	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00063	≤100kW	2MW<P≤10MW	509.432	19	2102

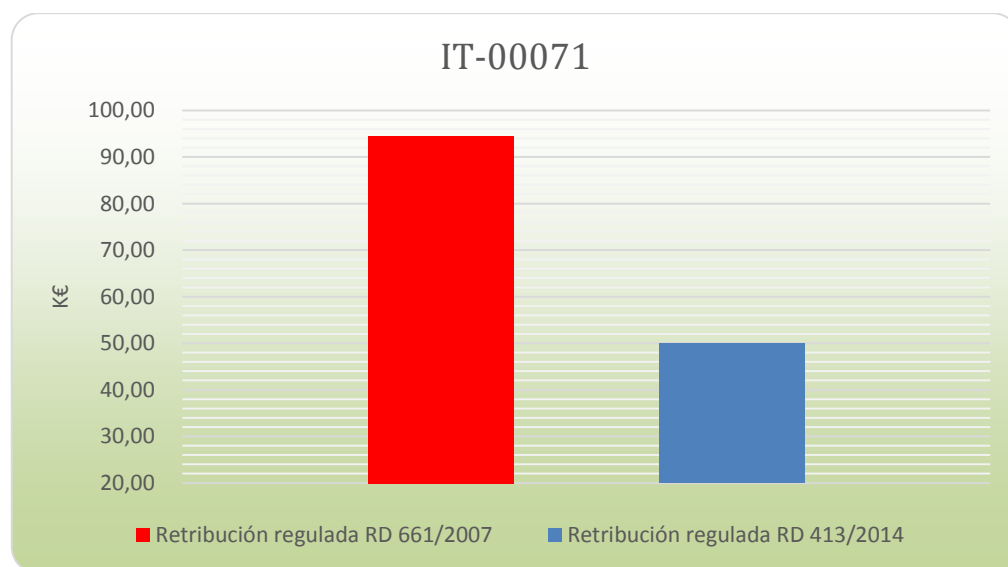


**Gráfico 15. Retribución regulada instalación tipo 63**

- Instalación tipo 71**

Potencia instalada de 100 kW.

CÓDIGO	POTENCIA	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00071	≤100kW	P>10MW	463.555	17,357	2102

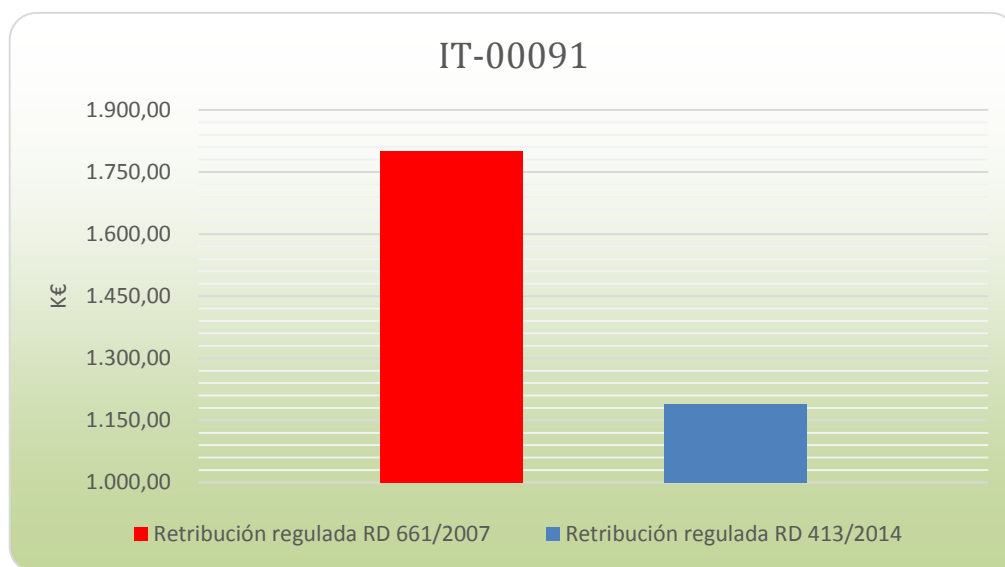


**Gráfico 16. Retribución regulada instalación tipo 71**

- **Instalación tipo 91**

Potencia instalada de 2 MW.

CÓDIGO	POTENCIA	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00091	100kW<P≤10MW	P>10MW	551.948	20,144	2124



**Gráfico 17. Retribución regulada instalación tipo 91**

Como decíamos antes, en la comparación de las instalaciones tipo 1 y 7, lo habitual en estas instalaciones fue que redujeran su retribución con el nuevo marco económico. Una de las más afectadas, la instalación tipo 71, cuya retribución regulada se vio reducida hasta en un 89 por ciento.

Como excepción, la instalación tipo 74, que vio incrementados sus ingresos en un 25 por ciento respecto a los que percibía con el antiguo Real Decreto 661/2007. Esto se debió a que su Retribución a la Inversión fue de las más elevadas y su Retribución a la Operación, la más alta con 39,155€/MWh, comentado justo después del gráfico 18.

## 6.2. Instalaciones pertenecientes al Real Decreto 1578/2008

Comprende las instalaciones tipo del subgrupo b.1.1 (entre la IT-00092 y la IT-00578) detalladas en el punto 8 del Anexo I incluido en la Orden IET/1045/2014.

Igual que en el apartado anterior 6.1, se muestran las retribuciones a la Inversión y a la Operación de estas instalaciones en el año 2014. Vamos a diferenciar entre los tres tipos de instalaciones fotovoltaicas que clasificaba el Real Decreto 1578/2008:

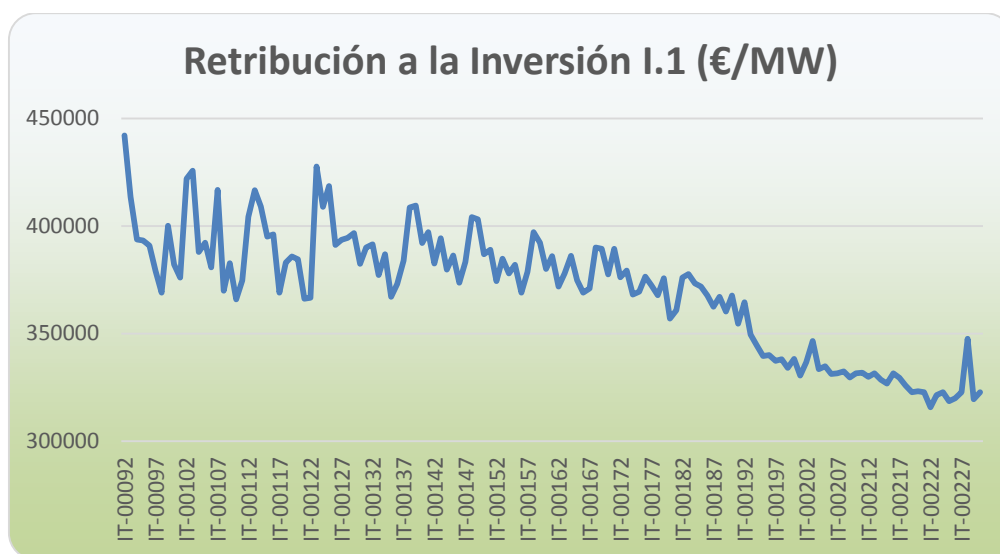
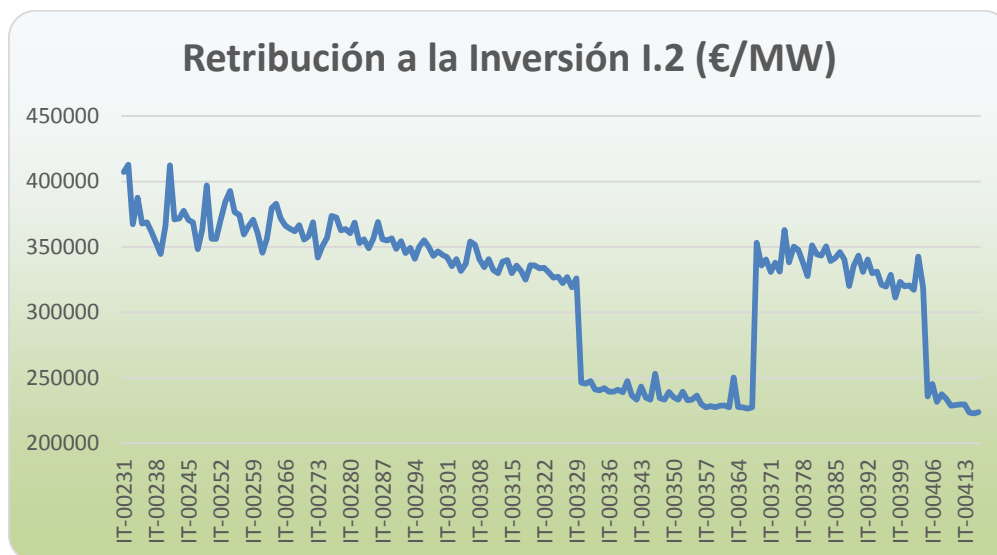


Gráfico 18. Retribución a la Inversión para instalaciones I.1 del antiguo Real Decreto 1578/2008



Gráfico 19. Retribución a la Operación para instalaciones I.1 del antiguo Real Decreto 1578/2008

Las instalaciones del tipo I.1, comprendidas entre la 92 y la 230, recordamos que son aquellas ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, o ubicadas en instalaciones de estructuras fijas de soporte, con una potencia instalada inferior a 20 kW.

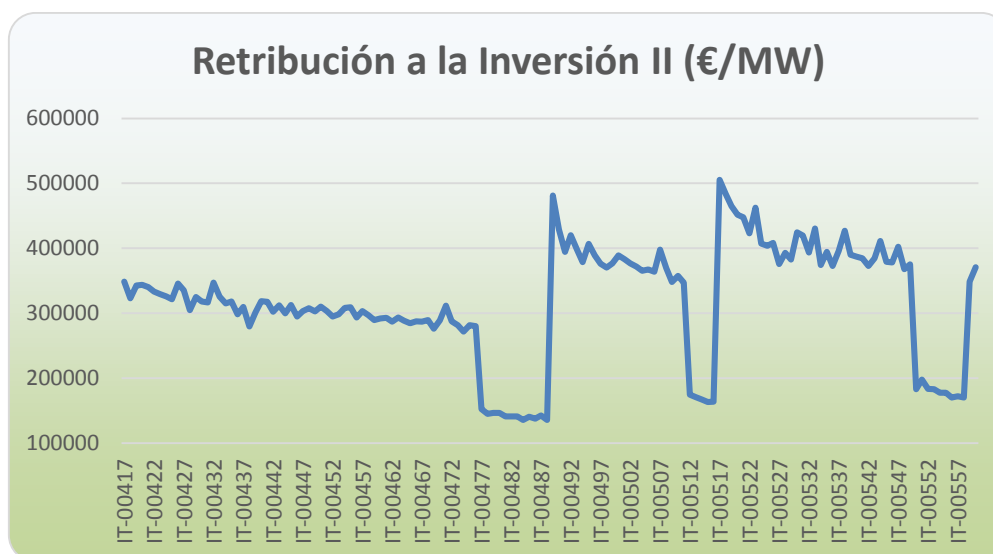


**Gráfico 20. Retribución a la Inversión para instalaciones I.2 del antiguo Real Decreto 1578/2008**



**Gráfico 21. Retribución a la Operación para instalaciones I.2 del antiguo Real Decreto 1578/2008**

Por su parte, las instalaciones del tipo I.2, comprendidas entre la 231 y la 416, son aquellas ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, o ubicadas en instalaciones de estructuras fijas de soporte, pero con una potencia instalada superior a 20 kW. Vemos en este caso que la Retribución a la Operación es superior que en las instalaciones del tipo I.1.



**Gráfico 22. Retribución a la Inversión para instalaciones II del antiguo Real Decreto 1578/2008**



**Gráfico 23. Retribución a la Operación para instalaciones II del antiguo Real Decreto 1578/2008**

Por último, las instalaciones del tipo II, comprendidas entre la 417 y la 558 más la 577 y la 578, son aquellas que no están comprendidas en los dos tipos anteriores. Sus rangos de valores para ambas retribuciones son más amplios y variados, puesto que se incluyen todas las potencias instaladas.

Las retribuciones a la Inversión y a la Operación de estas instalaciones en el año 2014 muestran su grado de amortización antes de la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014 en función de su antigüedad, coste y otros parámetros.



Igual que para las instalaciones del Real Decreto 661/2007, usaremos la última tarifa regulada que viene incluida en la Orden IET/221/2013 para obtener el otro valor de ingresos a comparar. En este caso, para el Real Decreto 1578/2008 tendremos lo siguiente:

	Tarifa regulada (c€/kWh)
	Convocatoria 4º trimestre 2011
Tipo I.1	27,374
Tipo I.2	19,3116
Tipo II	12,4935

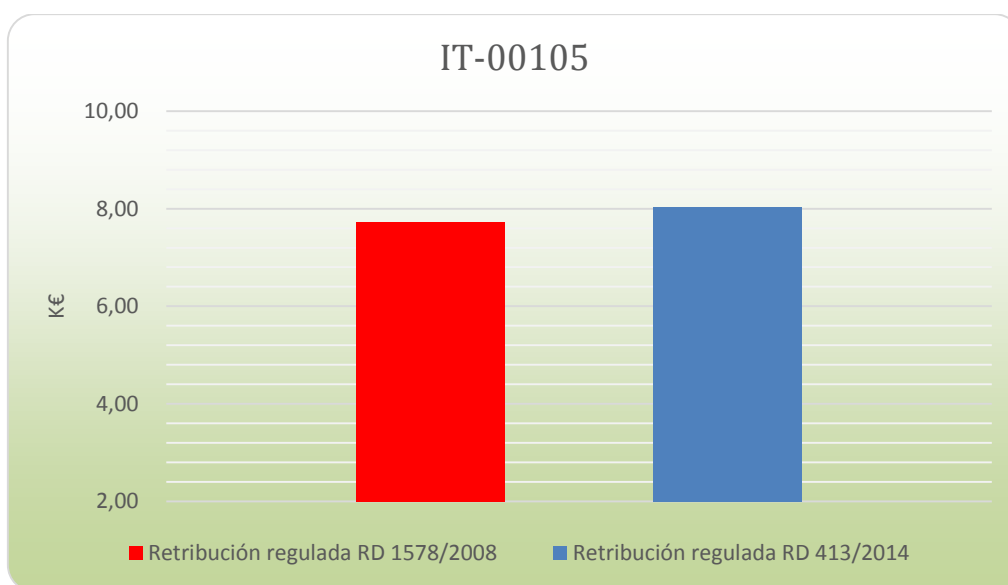
**Tabla 12. Régimen económico para instalaciones del RD 1578/2008**

A continuación, veremos que en este caso la diferencia de ingresos entre retribuciones reguladas no es tan elevada, debido a la reducción que se produjo en las tarifas reguladas para las instalaciones pertenecientes al Real Decreto 1578/2008 (se puede comprobar en las tablas 11 y 12). De hecho, muchas instalaciones tipo recibirán una retribución más elevada que con el anterior decreto.

- **Instalación tipo 105**

Potencia instalada de 20 kW, convocatoria 2C2009I1.

CÓDIGO	TIPO	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00105	I.1	-	392.267	5,684	1648



**Gráfico 24. Retribución regulada instalación tipo 105**

- **Instalación tipo 125**

Potencia instalada de 20 kW, convocatoria 4C2009II.

CÓDIGO	TIPO	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00125	I.1	-	418.652	6,889	1648

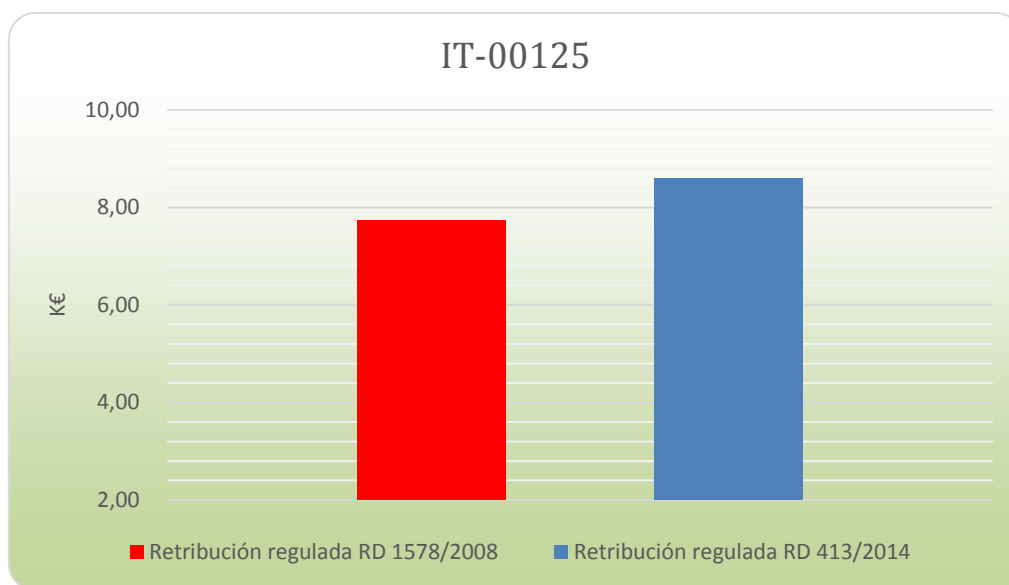


Gráfico 25. Retribución regulada instalación tipo 125

- **Instalación tipo 222**

Potencia instalada de 20 kW, convocatoria 4C2011II.

CÓDIGO	TIPO	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00222	I.1	-	315.699	2,186	1648

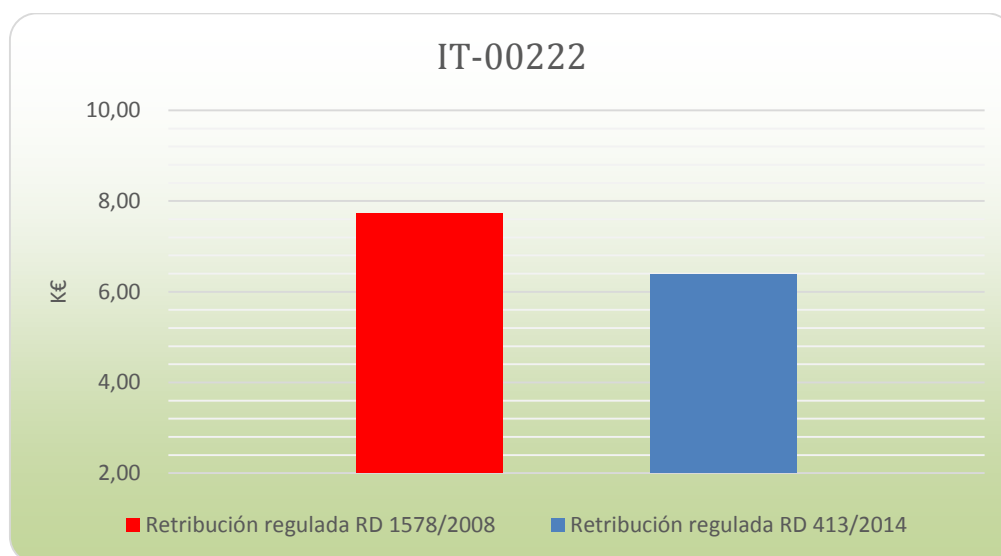
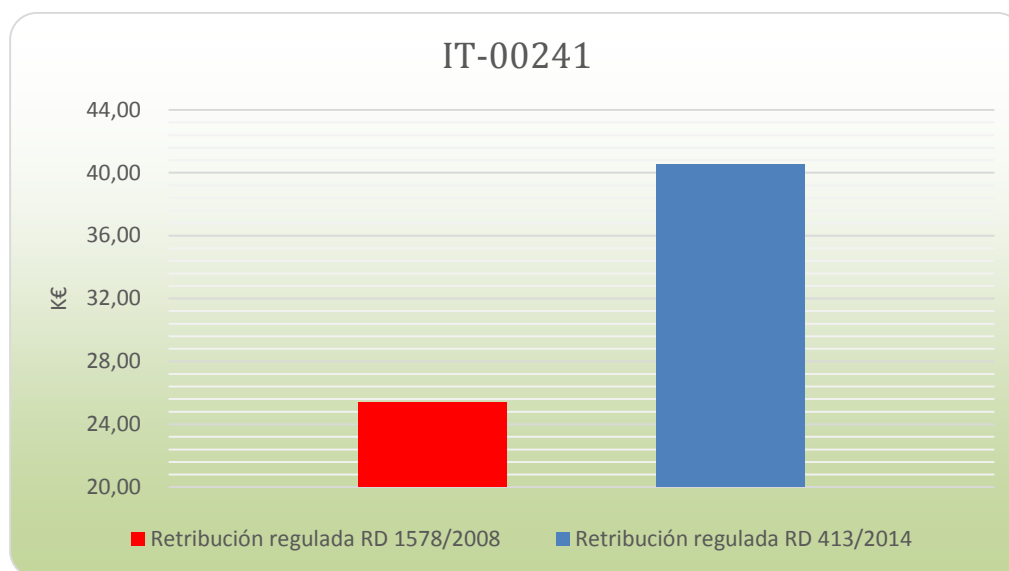


Gráfico 26. Retribución regulada instalación tipo 222

- Instalación tipo 241**

Potencia instalada de 100 kW, convocatoria 2C2009I2.

CÓDIGO	TIPO	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00241	I.2	P≤1MW	412.418	18,48	1648

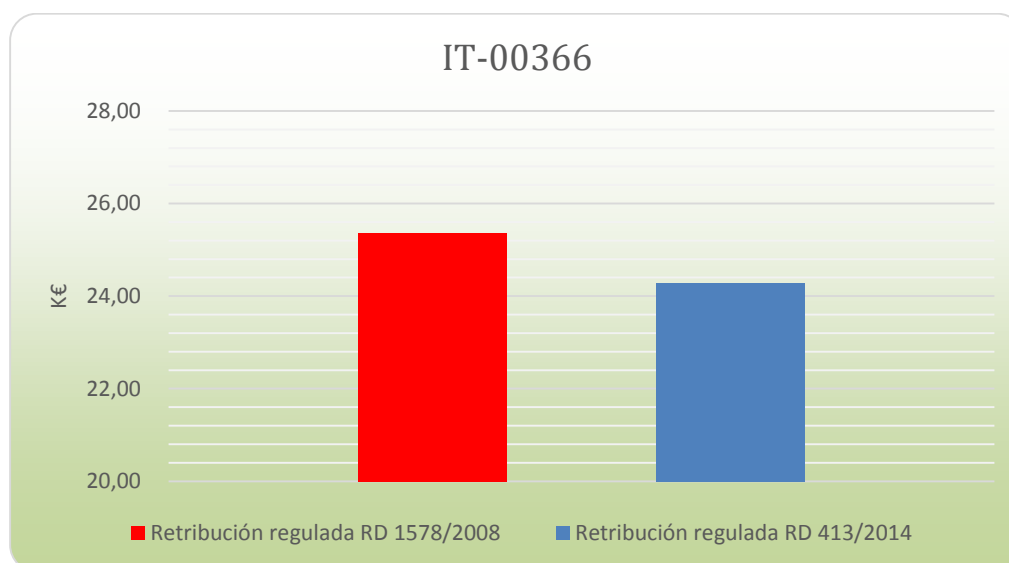


**Gráfico 27. Retribución regulada instalación tipo 241**

- Instalación tipo 366**

Potencia instalada de 100 kW, convocatoria 4C2011I2.

CÓDIGO	TIPO	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00366	I.2	P≤1MW	226.365	9,983	1648

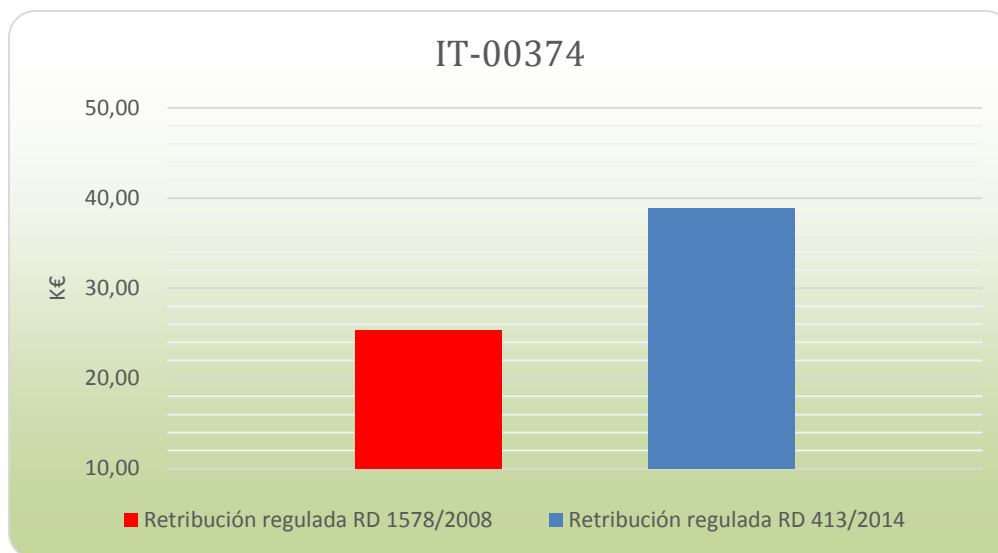


**Gráfico 28. Retribución regulada instalación tipo 366**

- **Instalación tipo 374**

Potencia instalada de 100 kW, convocatoria 3C2009I2.

CÓDIGO	TIPO	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00374	I.2	P>1MW	362.944	15,461	1648

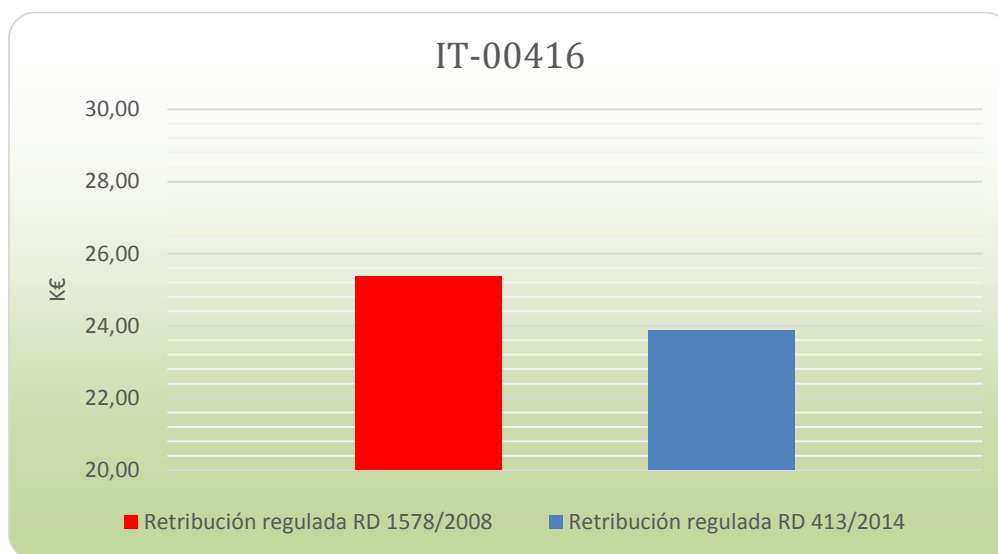


**Gráfico 29. Retribución regulada instalación tipo 374**

- **Instalación tipo 416**

Potencia instalada de 100 kW, convocatoria 4C2011I2.

CÓDIGO	TIPO	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00416	I.2	P>1MW	315.699	2,186	1648



**Gráfico 30. Retribución regulada instalación tipo 416**

- **Instalación tipo 432**

Potencia instalada de 50 kW, convocatoria 2C2009II.

CÓDIGO	TIPO	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00432	II	-	347.183	14,741	1648

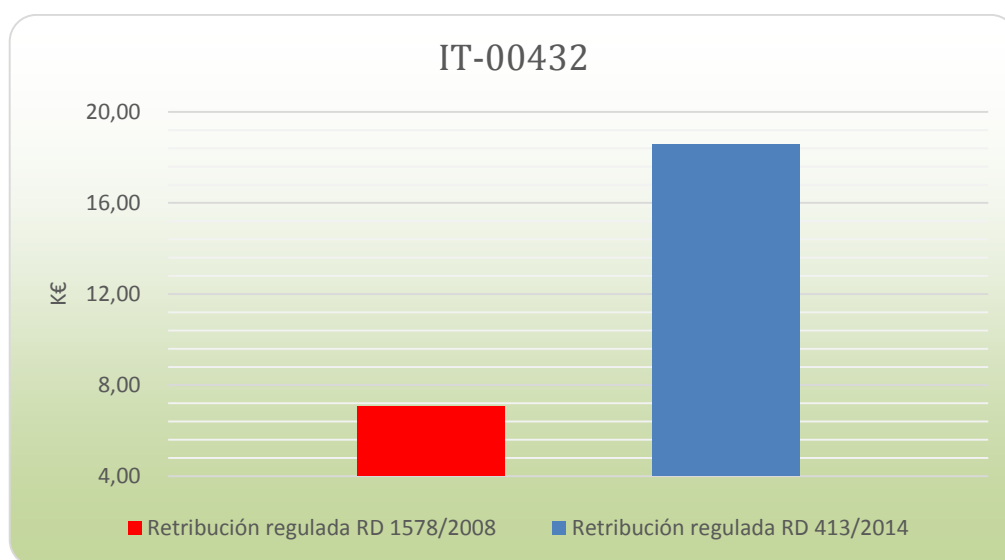


Gráfico 31. Retribución regulada instalación tipo 432

- **Instalación tipo 485**

Potencia instalada de 100 kW, convocatoria 4C2011II.

CÓDIGO	TIPO	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00485	II	-	140.725	5,311	1648

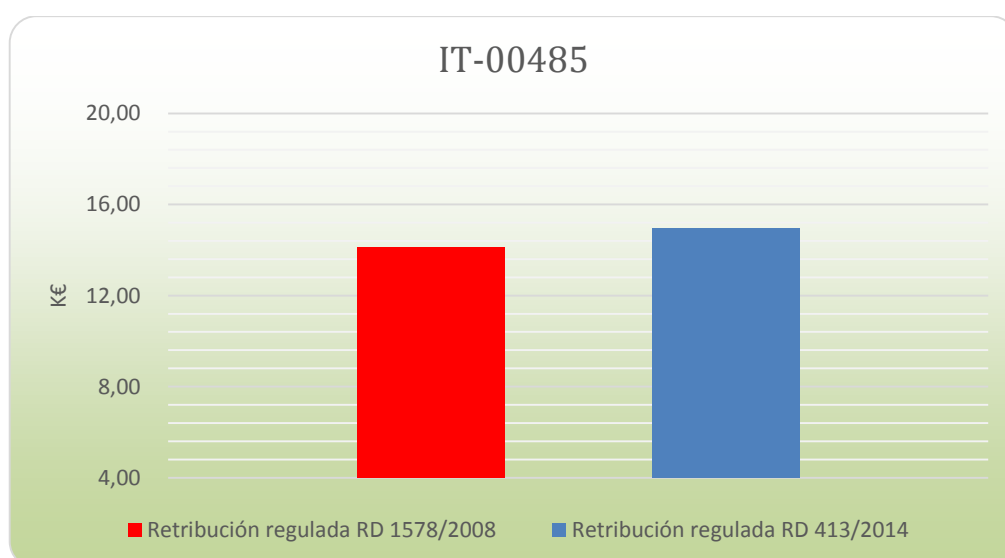
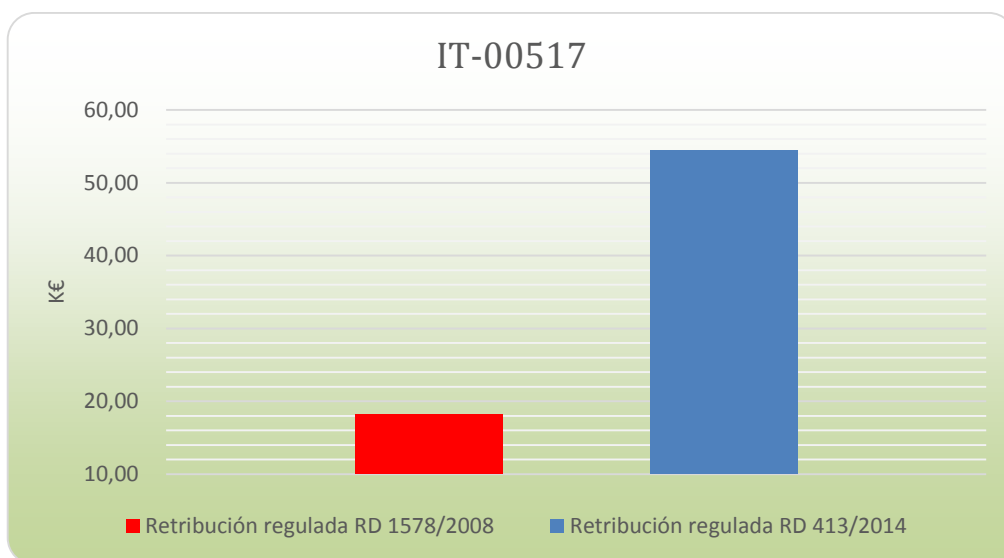


Gráfico 32. Retribución regulada instalación tipo 485

- **Instalación tipo 517**

Potencia instalada de 100 kW, convocatoria 1C2009II.

CÓDIGO	TIPO	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00517	I.1	-	505.291	18,491	2124

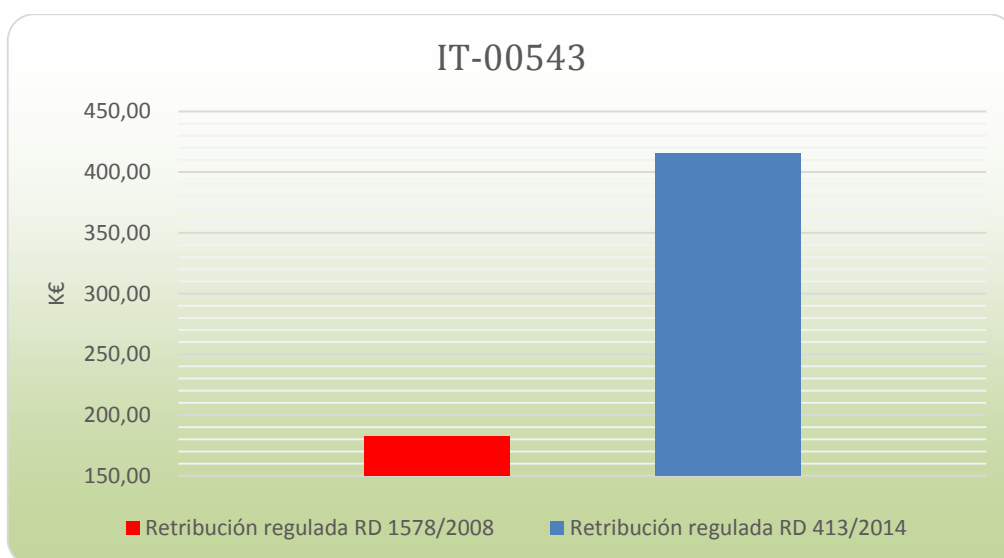


**Gráfico 33. Retribución regulada instalación tipo 517**

- **Instalación tipo 543**

Potencia instalada de 1 MW, convocatoria 2C2010II.

CÓDIGO	TIPO	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00543	II	-	384.902	14,225	2124

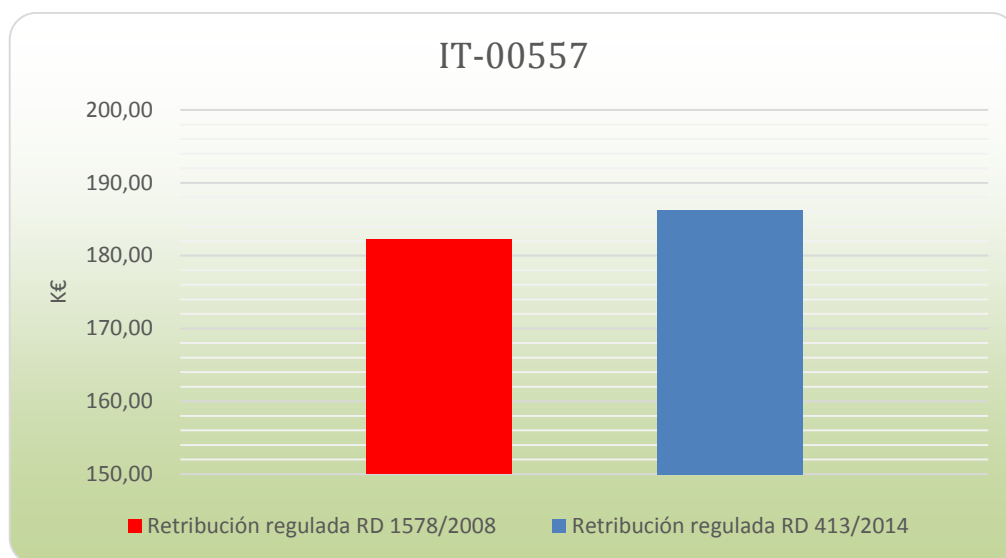


**Gráfico 34. Retribución regulada instalación tipo 543**

- **Instalación tipo 557**

Potencia instalada de 1 MW, convocatoria 4C2011II.

CÓDIGO	TIPO	AGRUPACIÓN	rinv_2014 (€/MW)	ro_2014 (€/MWh)	hmax_2014
IT-00557	II	-	172.055	6,682	2124



**Gráfico 35. Retribución regulada instalación tipo 557**

A diferencia de las instalaciones tipo pertenecientes al Real Decreto 661/2007, éstas no tuvieron un impacto tan grande, ya fuese positivo o negativo. Como podemos ver, por lo general salieron con unos ingresos más elevados con el nuevo marco regulatorio.

Si nos fijamos en las instalaciones del tipo I.1, veremos que aquellas pertenecientes a la convocatoria de 2009, o incluso las primeras de 2010, generan una diferencia positiva de ingresos, véase el caso de las instalaciones tipo 105 y 125. Sin embargo, la retribución de las que estaban asociadas a la convocatoria de 2011 fue menor con el nuevo marco. Un ejemplo de ello, la instalación tipo 222.

Para las instalaciones del tipo I.2 analizamos en dos partes separadas. La primera, para instalaciones de potencia agrupada de menos de 1 MW, se beneficiaban del nuevo régimen aquellas que hubieran sido inscritas hasta la segunda convocatoria de 2010, como fue el caso de la instalación tipo 241. Si la inscripción era posterior a esta fecha, los beneficios eran más reducidos o incluso se ingresaba una menor retribución, como pasó con la instalación tipo 366. La segunda parte, para instalaciones de potencia agrupada superior a 1 MW, la fecha que marca la diferencia fue 2011. Si la instalación había sido inscrita antes, la nueva retribución regulada era superior, caso de la instalación tipo 374. Sino, como sucedió con la 416, que fue registrada en la cuarta convocatoria de 2011, los ingresos eran menores.

Por último, las instalaciones del tipo II fueron las que más beneficiadas se vieron con el cambio del marco regulativo. En los cálculos realizados, poniendo un rango de potencias entre 50 kW y 1 MW, la retribución regulada de las instalaciones tipo aumentaba, de forma aproximada, en un 50 por ciento. Véase los casos 432, 517 y 543.

Sin embargo, hubo ciertas instalaciones tipo (ya se podía intuir algo observando las gráficas 22 y 23 de Retribución a la Inversión y a la Operación para instalaciones II del antiguo Real Decreto 1578/2008) cuyos ingresos, aunque mejores con el nuevo marco, no fueron tan positivos como las del resto. Es el caso de las instalaciones tipo 485 y 557. Tiene su explicación si vemos el Anexo VIII de la Orden IET/1045/2014. El valor estándar de la inversión inicial, en €/MW, es en muchos casos menos de la mitad si lo comparamos con el de otras instalaciones de la misma convocatoria y potencia instalada similar.



## 7. Conclusiones

Está claro que estamos ante un método revolucionario, lo que ya no está tan claro si el camino es bueno o no. Para el gobierno sí, al menos a corto plazo, ya que en 2014 supuso un recorte de aproximadamente 2.000 millones de euros. Pero digo a corto plazo ya que esta medida supone cortar las alas a las energías renovables.

En esta última parte nos hemos dedicado a intentar comparar el impacto del cambio de regulación sobre distintos tipos de instalaciones fotovoltaicas. Las peor paradas sin ninguna duda fueron las instalaciones preexistentes pertenecientes al Real Decreto 661/2007, cuyas retribuciones reguladas eran mucho más elevadas antes de la entrada en vigor del nuevo marco económico. En el caso las instalaciones preexistentes pertenecientes al Real Decreto 1578/2008, como detallamos mejor previamente, hay que centrarse más en según la potencia y el tipo de instalación que sea, pero su impacto fue menor. También porque entraron cuando el Real Decreto 1578/2008 había aplicado una reducción importante en las tarifas sobre la tecnología fotovoltaica.

No quiero decir con esto que esté totalmente en contra. Posiblemente del nuevo marco regulatorio sí, pero del cambio no. Es decir, era necesario modificar el sistema ya que estaba creando un déficit tarifario cada vez mayor e insostenible, pero no de esta forma. El principal problema es que al cambiar radicalmente todas las condiciones sobre las que se hicieron las inversiones se crea una situación de inseguridad jurídica y de falta de seguridad por parte de los inversores.

En definitiva, el sistema basado en **feed in tariff**, empleado tanto en España como en otros muchos países, ha demostrado ser el más eficaz para el desarrollo técnico y económico de las energías renovables. Si bien es cierto, es necesario un control exhaustivo de los cupos de asignación para evitar unas retribuciones excesivas que pongan en peligro la sostenibilidad de los costes del sistema.

## **8. Bibliografía**

### **Energías renovables**

<http://www.ree.es/es/red21/integracion-de-renovables>

[http://cordis.europa.eu/news/rcn/35466\\_es.html](http://cordis.europa.eu/news/rcn/35466_es.html)

### **Fotovoltaica**

<http://fotoplat.org/2015/03/la-energia-solar-fotovoltaica-en-espana-presente-y-futuro/>

<http://unef.es/2015/04/espana-instala-solo-22mw-fotovoltaicos-en-2014/>

<http://www.energiarenovablesinfo.com/solar/energia-solar-instalada-2/>

<http://www.f2e.es/es/espana-es-el-sexto-pais-del-mundo-por-numero-de-grandes-plantas>

<http://www.energiaysociedad.es/ficha/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables>

### **Feed in tariff**

<http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/>

### **Tarifa eléctrica**

<http://www.cnmc.es/es-es/energ%C3%ADa/energ%C3%ADael%C3%A9ctrica/r%C3%A9gimenespecialyliquidaciones.aspx?p=p4&ti=Ventas>

### **RD 413/2014**

<http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/energias-renovables/Paginas/preguntas-frecuentes.aspx?Faq=Dudas+generales+sobre+el+RD+413%2F2014>